

INSTITUTO NACIONAL DE REFORMA Y DESARROLLO AGRARIO

"ESTUDIO SOBRE APLICACION DE LA ENERGIA EOLICA EN REGADIOS CON AGUA A PRESION EN LA COMARCA DE ORDENACION DE EXPLOTACIONES DE LAS ISLAS DE GRAN CANARIA, FUERTEVENTURA Y LA PALMA".

AUTORES:

- D. CARLOS SANCHEZ TARIFA, Dr. Ingeniero Aeronáutico, Catedrático y Director del Departamento de Propulsión por Reacción Aérea y Espacial de la E.T.S.I.Aeronáuticos.
- D. JOSE SALVA MONFORT, Dr. Ingeniero Aeronáutico, Profesor Agregado de la Cátedra de Propulsión por Reacción Aérea y Espacial de la E.T.S.I.Aeronáuticos.
- D. ENRIQUE FRAGA FERNANDEZ-CUEVAS, Dr. Ingeniero Aeronáutico Profesor Adjunto de la Cátedra de Física de la E.T.S.I. Aeronáuticos.
- D. PEDRO GUEVARA MARTINEZ, Ingeniero Aeronáutico.

Con la colaboración de D. MIGUEL VALLES RUIZ, Ingeniero de Caminos Canales y Puertos, que ha tenido a su cargo la Obra Civil del estudio.

FUNDACION UNIVERSIDAD EMPRESA

UNIVERSIDAD POLITECNICA DE MADRID

ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIEROS AERONAUTICOS

= INDICE =

	Pag.
1.- INTRODUCCION.	1.1
2.- PLANTEAMIENTO GENERAL DE LA ENERGIA EOLICA PARA REGADIOS.	2.1
2.1 NIVEL DE DESARROLLO. PLANTAS COMERCIALES Y PILOTO.	2.1
2.2 PROBLEMAS TECNICOS DE IMPLANTACION.	2.5
2.3 ANALISIS DE COSTES. ESTADO ACTUAL Y PERSPECTIVAS FUTURAS.	2.10
2.3.1 Costes actuales y perspectivas futuras.	2.10
2.3.2 Coste de la energia producida por la aeroturbina.	2.11
2.3.3 Coste de riegos con energia eolica.	2.14
2.4 PARTICULARIDADES DE LA DEMANDA ENERGETICA EN AGRICULTURA. PLANES DE REGADIO.	2.16
3.- LA ENERGIA EOLICA EN LAS ISLAS CANARIAS. SU POSIBLE UTILIZACION PARA REGADIOS.	3.1
3.1 ENERGIA EOLICA EN LAS ISLAS CANARIAS.	3.1
3.2 UTILIZACION DE LA ENERGIA EOLICA EN REGADIOS.	3.9
4.- ZONA DE ACTUACION DE LA GRANJA LOS MORISCOS.	4.1
4.1 CARACTERISTICAS GENERALES Y DEMANDA ENERGETICA.	4.1
4.2 POTENCIAL EOLICO DE LA ZONA.	4.3
4.2.1 Fuentes de datos	4.3
4.2.2 Tratamiento de datos y presentacion de resultados	4.5

	Pag.
4.3.2 Analisis de los resultados. Aplicacion a la Montaña de Malfu.	4.8
4.3 PLAN DE ACTUACION.	4.12
4.3.1 Posibles planes de actuacion.	4.12
4.3.2 Plan de actuacion asistido por energia eolica. Seleccion de aeroturbinas.	4.13
4.3.3 Obra civil.	4.21
4.3.4 Valoracion del proyecto.	4.29
4.3.5 Programa alternativo de accionamiento de la planta de osmosis inversa.	4.34
4.3.6 Programa de medicion de vientos.	4.39
5.- ZONA DE ACTUACION DEL VALLE DE POZO NEGRO. ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE UTILIZACION DE ENERGIA EOLICA EN LA MISMA.	5.1
5.1 CARACTERISTICAS GENERALES. INSTALACIONES EXISTENTES Y OBJETIVOS.	5.1
5.2 POTENCIAL EOLICO DE LA ZONA DE ROSA DE POZO NEGRO DE LA ISLA DE FUERTEVENTURA.	5.3
5.2.1 Fuentes de datos.	5.3
5.2.2 Tratamiento de datos y presentacion de resultados.	5.3
5.2.3 Analisis de resultados, su aplicacion a la zona del valle de Pozo Negro.	5.6
5.3 POSIBLE PROGRAMA DE ACTUACION PARA UTILIZACION DIRECTA DE LA ENERGIA EOLICA.	5.44
5.3.1 Descripcion del sistema y calculo de la demanda energetica.	5.44
5.3.2 Actuaciones del conjunto aerogenerador - electrobombas.	5.46

	Pag.
5.3.3 Calculo del volumen de agua bombeada y de la capacidad del deposito de acumulacion.	5.54
5.3.4 Obra civil.	5.62
5.3.5 Valoracion del proyecto.	5.74
6.- ZONA DE ACTUACION DEL BARRANCO DEL CARMEN .	6.1
6.1 CARACTERISTICAS GENERALES Y DEMANDA ENERGETICA.	6.1
6.2 POTENCIAL EOLICO.	6.5
6.3 POSIBLE PLAN DE ACTUACION.	6.7
6.3.1 Seleccion de la aeroturbina.	6.7
6.4 OBRA CIVIL.	6.10
6.4.1 Descripcion de los terrenos.	6.10
6.4.2 Obras que se consideran.	6.10
6.4.3 Cimentacion de la aeroturbina.	6.10
6.4.4 Camino de acceso.	6.11
6.4.5 Caseta de control y vigilancia.	6.12
6.4.6 Instalaciones electricas.	6.12
6.5 VALORACION DEL PROYECTO.	6.14
6.5.1 Turbina de 100 kW.	6.14
6.5.2 Turbina de 200 kW.	6.17
7.- ZONA DE ACTUACION DE BARLOVENTO. ESTUDIO TECNICO - ECONOMICO DE UTILIZACION DE LA ENERGIA EOLICA DE LA MISMA.	7.1

	Pag.
7.1 CARACTERISTICAS GENERALES Y DEMANDA ENERGETICA.	7.1
7.2 POTENCIAL EOLICO.	7.4
7.3 POSIBLE PLAN DE ACTUACION.	7.6
8.- ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE AEROTURBINAS DE LAS ZONAS DE ACTUACION SELECCIONADAS.	8.1
8.1 INTRODUCCION.	8.1
8.2 METODO PARA LA DETERMINACION DE ESPECIFICACIONES.	8.2
8.3 DATOS DE PARTIDA, PARAMETROS DE CALCULO, RESULTADOS Y ANALISIS.	8.7
9.- COMBINACION DE LA ENERGIA EOLICA CON OTRAS FUENTES DE ENERGIA EN LAS ZONAS DE ACTUACION.	9.1
9.1 INTRODUCCION	9.1
9.2 DIMENSIONADO Y COSTE DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN LA ZONA DE POZO NEGRO.	9.2
9.3 ENERGIA ANUAL PRODUCIDA Y COSTE DE LA MISMA.	9.4
9.3.1 Energia producida.	9.4
9.3.2 Coste de la energia.	9.6

BIBLIOGRAFIA.

ANEXOS.

1.- INTRODUCCION

El presente trabajo está dedicado en su parte fundamental al estudio de la utilización de la energía eólica para regadíos en cuatro zonas concretas de actuación en las islas Canarias, zonas que fueron previamente seleccionadas por el IRYDA. Estos estudios son de tipo aplicado, llegándose como resultados final de los mismos a proponer en cada zona planes valorados de actuación.

De acuerdo con lo establecido en las especificaciones técnicas de este trabajo, se incluyen primeramente un estudio del estado actual y perspectivas futuras de las plantas de energía eólica, que comprende problemas técnicos y análisis de costos, tanto de inversión como de la energía producida; incluyéndose también aplicaciones a la agricultura y planes de regadío a nivel mundial. También se lleva a cabo un estudio general de la energía eólica en las islas Canarias, poniéndose de manifiesto las excepcionales condiciones de las islas para la utilización de esta fuente de energía, y muy especialmente para programas agricolas.

Estos estudios de carácter general han sido expecialmente orientados para proporcionar datos e información para su posterior aplicación a los estudios de las zonas de actuación.

En cada una de las zonas de actuación se clasifica el estudio en las tres partes siguientes:

- a) Características generales y demanda energética.
- b) Energía eólica disponible.
- c) Plan de actuación.

En el primer apartado su parte más importante es el estudio de la demanda energética, incluyendo su variación a lo largo del año.

El estudio de la energía eólica disponible se efectúa tratando en forma exhaustiva los datos de mediciones de vientos, calculando las velocidades medias, curvas de distribución acumulada de velocidades y curvas de distribución energética. Ha sido necesario efectuar estos cálculos en numerosos sitios y llevar a cabo correlaciones, ya que excepto en un solo caso, no se dispuso de datos directos del viento en las zonas.

Los planes de actuación comprenden en primer lugar la selección del emplazamiento de la aeroturbina, en función de sus características eólicas, topográficas y distancia a la zona de actuación, evaluándose la energía eólica que podría obtenerse en el mismo.

La selección y especificaciones de las aeroturbinas constituyen una parte fundamental de los planes de actuación, especificándose aeroturbinas de 100 kW (tecnología nacional) y 200 kW (desarrollo nacional o importada) y 25 kW. Para este último caso se considera la posibilidad de su adquisición o bien el desarrollo nacional de la misma, ya que esta aeroturbina pudiera tener un considerable interés para la agricultura, por lo que se ha profundizado en el cálculo de sus especificaciones mediante un programa en ordenador, habiéndose llegado a la optimización de sus características dimensionales y energéticas, habiéndose dedicado un capítulo especial a este tema.

Las cuatro zonas de actuación mencionadas son las siguientes:

ZONA 1ª

Gran Canaria. Granja Los Moriscos en las proximidades del aeropuerto de Gando.

ZONA 2ª

Fuerteventura. Zona de Pozo Negro en el término municipal de Tuineje.

ZONA 3ª

Isla de La Palma. Pozo del Barranco del Carmen, en las proximidades de Santa Cruz de La Palma.

ZONA 4ª

Isla de La Palma. Zona de Barlovento en el término municipal del mismo nombre al NE de la isla.

Las cuatro zonas seleccionadas presentan características muy diferentes tanto topográficas como en su demanda energética, por lo que los programas de aprovechamiento de la energía eólica en las mismas son también muy diferentes, y de hecho cubren las más importantes modalidades de utilización de esta energía, lo que se considera de especial interés.

Granja Los Moriscos

La Granja Los Moriscos corresponde a una explotación agrícola de fuerte demanda energética y altamente diversificada (pozo, regadíos, planta de ósmosis inversa, cultivos hidropónicos y otros). Del total de potencia instalada (unos 200 kW), algo más de la mitad es de

utilización continua.

La Granja Los Moriscos está situada en una zona de excelentes posibilidades eólicas, especialmente en una altura próxima a la misma, con el posible problema de quedar situada en zona de servidumbre aérea del aeropuerto de Gandc.

Al existir energía eléctrica en la Granja, se propone un plan de actuación del tipo de energía eólica asistida por energía eléctrica. En este plan se propone la instalación en una montaña próxima a la Granja de una aeroturbina, para la que se estudian soluciones alter-nativas: Una aeroturbina de 100 kW de tecnología nacional (aeroturbina Centro de Estudios de la Energía-Instituto Nacional de Técnica Aeroes-pacial), o una aeroturbina de 200 kW, que podría desarrollarse a partir de esta última o bien importarse de los Estados Unidos (aeroturbina Department of Energy-National Aeronautics and Space Administration, DOE-NASA MOD. OA como posible opción). En este último caso existirían con frecuencia situaciones en las que la aeroturbina proporcionaría poten-cia en exceso de la consumida en La Granja, que podría suministrarse a UNELCO; señalándose la falta de legislación en España, ya existente en otros países, que cubra los aspectos técnicos y económicos del proble-ma.

En ambos casos se valoran los costes de inversión de los programas y se muestra que el coste de la energía producida es por com-pleto razonable (7-9 pesetas kWh) en un programa de esta clase en el que se emplean aeroturbinas prototipos a un no comercializadas.

Se propone también un plan de actuación alternativo con la

aeroturbina nacional de 100 kW, consistente en la utilización de esta aeroturbina para el accionamiento exclusivo (sin conexión a la red) de la planta de ósmosis inversa. Este plan piloto proporcionaría información sobre un problema de creciente interés y plena actualidad para la agricultura de las islas Canarias, presentando modalidades muy específicas que se tratan en el plan de actuación.

En esta zona, como en todas las demás, se propone un programa de medición de vientos, señalándose los emplazamientos y discutiéndose los problemas específicos que se presentan en programas de esta clase.

Pozo Negro

La zona de Pozo Negro en la isla de Fuerteventura tiene unas características por completo diferentes. Se trata de una zona de regadíos mediante agua extraída de pozos perforados y situada en un valle.

La potencia total necesaria no es elevada (unos 15 kW en el momento actual). No obstante, al estar alejada la zona de la red eléctrica de la isla el programa de actuación que se propone corresponde al importante caso de un plan autónomo, en el que la energía eólica ha de cubrir todas las necesidades de la zona. Programas de esta clase son de estudio complejo, pero proporcionan una valiosa información y son del mayor interés, existiendo escasos programas pilotos en el mundo de esta naturaleza.

No existen datos de mediciones de vientos en la zona por lo que hubo que estimarlos aproximadamente mediante minuciosas correlacio-

nes a partir de datos existentes en otros puntos de la isla y teniendo en cuenta la situación y topografía del lugar, indicándose los puntos de medición de vientos de posible interés para la zona.

En el plan de actuación se propone un sistema de bombeo eléctrico mediante un conjunto aerogenerador-electrobombas con soluciones alternativas en cuanto al emplazamiento de la aeroturbina (en el valle y en una montaña próxima), soluciones que se comparan técnica y económicamente.

En primer lugar se estudia el complejo problema del acoplamiento del aerogenerador con el grupo electrobomba, mediante un extenso modelo matemático; de esta forma se analizan sus actuaciones a velocidad variable del viento, y se establece el modo de funcionamiento óptimo para la zona.

Establecido el modo de funcionamiento óptimo se calcula la distribución mensual de volúmenes de agua bombeados con una aeroturbina comercial típica para determinar tanto el volumen anual bombeado como la capacidad del depósito de regularización en función de la demanda de agua.

Se estudia también la obra civil complementaria y los costes de las instalaciones eléctricas, valorándose el programa para calcular los costes de inversión y el coste por unidad de volumen bombeado, y así se comparan tanto técnica como económicamente las dos soluciones alternativas de emplazamiento del aerogenerador.

Finalmente, y dado el interés que puede presentar para la agricultura el desarrollo de una aeroturbina nacional para velocidades de viento moderadas ($\bar{V} = 6.50$ m/seg), y de características similares a las de la zona, se dedica una especial atención al estudio de sus espe

cificaciones que se comparan con las que resultan para vientos de velocidad media de 10 m/seg.

Pozo del Carmen

La zona de actuación del Pozo del Carmen corresponde al caso de una importante demanda energética continua (500 kW aproximadamente), necesaria para extraer y elevar el agua de un pozo de gran caudal hasta un canal de riego situado a gran altura.

Existe energía eléctrica instalada, por lo que el programa de actuación que se propone es del tipo de energía eólica asistida por energía eléctrica.

A causa de la gran demanda energética se seleccionó cuidadosamente el emplazamiento de la aeroturbina, proponiéndose una montaña que, en principio, deberá proporcionar excelentes condiciones energéticas y que aunque algo alejada de la zona, deberá compensar sobradamente el coste de la línea eléctrica.

No existen en la isla de La Palma más datos eólicos que los del aeropuerto, situado a unos 9 km de la zona. La estimación de la energía que puede existir en la zona y en la montaña a partir de dichos datos es bastante incierta, por lo que la energía producida se presenta en forma paramétrica.

En el plan de actuación se proponen soluciones alternativas para las aeroturbinas con potencias de 100, 200 y 500 kW. Como las dos primeras potencias parecen más aconsejables, el plan de actuación en esta zona del Pozo del Carmen pudiera considerarse como alternativo o complementario del plan de actuación en la Granja de Los Moriscos.

También se propone en el plan de actuación un programa de

medición de vientos en dos emplazamientos.

Barlovento

En la zona de Barlovento no está definida por completo la demanda energética. Existen diversos estudios para el aprovechamiento del agua de esta zona, que se considera la de mayores recursos hidráulicos de las islas Canarias, con objeto de llevarla a la zona Sur de la isla; pero no hay ningún proyecto concreto de acción.

No obstante, todos los estudios y datos coinciden en la inportancia de los caudales a trasvasar (del orden del m^3/seg) y en todos los proyectos el agua hay que elevarla a grandes alturas (300-500 metros) por lo que la demanda energética se encuentra en la zona de los megawattios (2-6 mW). También coinciden en la gran importancia del proyecto para la economía de la isla.

No existen datos directos sobre mediciones de vientos en la zona de Barlovento, pero las observaciones que se llevaron a cabo sobre el terreno e informaciones locales, indican la existencia de un muy probable alto potencial eólico.

Si los programas de medición de viento que se proponen confirman la existencia de esta elevada energía eólica, podría llevarse a cabo en la zona un programa de gran envergadura y fuerte impacto económico, mediante aeroturbinas (una o dos) de 2,5 a 3 mW de potencia.

Un programa de aprovechamiento de la energía eólica para regadíos de esta clase constituiría un plan piloto que podría calificarse de pionero incluso a nivel mundial.

- - - - -

En todas las zonas de actuación se incluyen un estudio por-

menorizado de la obra civil, que comprende cálculos de las cimentaciones de las aeroturbinas y de los embalses de regulación (en la zona de Pozo Negro); calculándose los costes de estas obras así como los de las casetas de control, caminos de acceso y aparcamientos.

Se incluyen también la descripción y valoración de las instalaciones eléctricas necesarias.

Como estudio adicional se ha llevado a cabo el análisis de un posible funcionamiento combinado de la energía eólica con la energía solar, calculándose las características, el coste de inversión y el coste de la energía eléctrica producida por una planta de paneles fotovoltaicos en la zona de actuación de Pozo Negro. Se muestra en este estudio que, aunque la combinación de este sistema presenta características especialmente atractivas para planes de riego, por evitarse casi por completo la necesidad de almacenar agua, los costes tanto de la planta como de la energía eléctrica producida son tan elevados (unas 20 veces los de la energía eólica) que resulta mucho más económico almacenar agua.

Se señala, finalmente, que se ha procurado documentar ampliamente el trabajo mediante planos (a escalas 1/5000, 1/50000 y 1/200000) en todas las zonas, tablas de datos y fotografías que se adjuntan a la Memoria principal del trabajo.

2.- PLANTEAMIENTO GENERAL DE UTILIZACION DE LA ENERGIA EOLICA PARA REGADIOS

2.1.- NIVEL DE DESARROLLO, PLANTAS COMERCIALES Y PLANTAS PILOTOS

La utilización de aeroturbinas por el hombre se remonta a unos 200 años antes de Cristo y parece ser que fueron los persas los primeros que las utilizaron para moler grano. La evolución de estas máquinas fue muy lenta y podría decirse que hasta el siglo XIV de nuestra era su diseño no sufrió importantes mejoras y estas se debieron a los holandeses que las utilizaron para desecar las tierras rabadas al mar. A mediados del siglo XIX la utilización de las aeroturbinas aumentó de forma espectacular y hay datos de que en Holanda existían en esa época unos 9000 molinos, en su mayoría para fines agrícolas. Con la Revolución Industrial la importancia de la aeroturbina decayó en gran manera y así, de aquellos 9000 molinos holandeses, sólo quedaban en servicio unos 2000 en el siglo XX. Otro caso semejante es el de las Canarias donde en 1932 existían alrededor de 600 aeroturbinas que, en la actualidad, se han reducido prácticamente a cero.

Posteriormente la utilización de la energía eólica con aeroturbinas y la mejora de su diseño, ha estado ligada siempre a crisis energéticas por unos u otros motivos; así tanto la I como la II Guerras Mundiales dieron un gran impulso al desarrollo de las aeroturbinas sobre todo como generadores de energía eléctrica.

Lo que podíamos denominar "Era del petróleo", fue un duro golpe para las aeroturbinas ya que el bajo precio del petróleo hizo que éstas no fueran competitivas ante los motores de explosión, pero la ac-

tual crisis de la energía ha impulsado de nuevo las plantas de energía eólica.

Diferentes países, entre ellos España, han planteado ante la crisis de la energía un programa de desarrollo de aeroturbinas, lo que ha dado un gran impulso a este tipo de máquinas; un elevado número de investigadores y diseñadores han contribuido al nivel de desarrollo que en la actualidad poseen y que, pudiéndose considerar ya alto, está en constante crecimiento.

En la actualidad, las aeroturbinas se clasifican en dos grandes grupos: las inferiores a 100 kw de potencia y las de 100 kw en adelante; y puede decirse, en líneas generales, que mientras las primeras en su gran mayoría son aeroturbinas diseñadas y comercializadas por industrias particulares, las segundas son, en su gran mayoría, producto de proyectos dentro de los programas estatales de los diferentes países.

Las aeroturbinas de tipo convencional, independientemente de su potencia, se dividen en aeroturbinas de eje horizontal y aeroturbinas de eje vertical y es de destacar que entre las de más de 100 kw no existe ninguna de eje vertical (llamadas también de tipo Darrieus en memoria de su inventor).

En el cuadro 2.1 se presentan las aeroturbinas de potencia superior a 100 kw. Las de potencia inferior a 100 kw se han dividido en dos grupos; las que aparecen en el cuadro 2.2 cuyo fin es la producción de energía eléctrica y entre las que se incluyen algunas de eje vertical, no habiéndose considerado aquéllas de potencia inferior a 3 kw por no ser adecuadas para su utilización en el presente trabajo y un segundo grupo, el que compone el cuadro 2.3, en el que se incluyen las aerotur

binas diseñadas para bombeo de agua por transmisión mecánica entre el eje de la turbina y la bomba, este último grupo, como puede observarse, sólo es utilizable en pozos de profundidad de menos de 30 m por lo que no las hace útiles tampoco para el riego en las zonas de actuación objeto de este trabajo, pero que no queríamos dejar de mencionar por su conexión directa en la solución de problemas de regadío.

A continuación, se analiza el estado actual de las aeroturbinas, para lo cual se ha tomado como base el desarrollo que las mismas han logrado en Estados Unidos, ya que es este país el más avanzado en la investigación y desarrollo de este tipo de máquinas.

Aeroturbinas de menos de 100 kw.

- Existe un gran número de fabricantes de este tipo de máquinas y por supuesto gran número de modelos para las diferentes potencias.
- En su gran mayoría han sido probadas, analizadas y mejoradas desde 1976 en Rocky Flats Plant en Colorado, donde pueden experimentarse simultáneamente 18 unidades y está previsto aumentar este número a 30.
- Para estimular este tipo de máquinas, se están desarrollando por medio de contratos con la Administración en EE.UU., proyectos de aeroturbinas de 1, 4, 8, 15 y 40 kw en los que participan 13 firmas industriales. (Estos proyectos figuran con un * en el cuadro N° 22).
- Actualmente existe un programa, que finaliza en 1981, para resolver los problemas, que puedan presentar estas máquinas, de orden legal, operacional y de conexión a la red eléctrica.

Aeroturbinas de más de 100 kw.

- Se han desarrollado tres generaciones de este tipo de aeroturbinas representadas por las MOD OA, MOD-1 y MOD-2 (ver cuadro 2.1).
- Las MOD OA, en febrero de 1980, habían completado 6052 horas de funcionamiento y producido 548 Mwh.
- Las MOD-1, en marzo de 1980, llevaban 6 meses de funcionamiento y producido 35 Mwh.
- Las MOD-2, se han diseñado con la intención de que formen el futuro mercado comercial de las grandes aeroturbinas.
- Todas las aeroturbinas en operación han demostrado la validez de su diseño tanto desde el punto de vista mecánico como estructural.
- Los datos obtenidos de la experimentación coinciden con los teóricos, existiendo ligeras discrepancias únicamente en la energía obtenida a distintas velocidades de viento y que se deben a deficiencias en el alineamiento al viento, arranque y parada y otros sistemas de control.
- De la experiencia obtenida se considera que debe realizarse una mayor investigación en el conocimiento de los vientos en cada lugar, ya que afectan notoriamente a la actuación aerodinámica y a los requerimientos estructurales.

Por último, y con objeto de disponer de datos del valor de la energía en el futuro, se ha representado en la figura 2.11 el valor de la energía en lugares de 6 y 10 m/seg de velocidad media de viento con aeroturbinas diseñadas adecuadamente para dichos lugares, es decir, con velocidad de arranque de 4 m/seg y velocidad de diseño de 8 m/seg en el lugar de 6 m/seg de velocidad media y con velocidades de arranque de 6 m/seg y de diseño de 12 m/seg en los lugares de 10 m/seg de velocidad media, tomando además 30 años de vida de la aeroturbina, coeficiente de utilización 90 %, amortización* 18 % y precios de las aeroturbinas los obtenidos de la figura 2.3 correspondientes a la línea media de las bandas de trazos, es decir, para precios de turbinas de serie.

A la vista de la figura 2.11 y considerando que son precios energéticos competitivos las 4 o 5 pts/kw, con la producción en serie para aeroturbinas pequeñas o en serie limitadas para las grandes, la gran mayoría de la energía producida por las aeroturbinas en lugares de un potencial eólico no demasiado elevado son competitivos.

2.3.3.- Costes de riegos con energía eólica

Una vez conocido el coste de la energía eólica en cada lugar y de acuerdo con la aeroturbina que se utilice, se hace imposible el cálculo generalizado de los costes de riego ya que intervienen factores tan variados como el programa de riegos, sistema de riego utilizado, profundidad de los pozos, necesidad de balsas para regulación y acumula

* NOTA.- El 18 % es un valor típico para plantas comerciales; para prototipos el valor apropiado sería alrededor de un 10 %, se ha tomado en todo caso el 18 % por uniformidad de resultados.

ción de agua y forma de acoplamiento de la aeroturbina a la bomba entre otros. Por estos motivos no se considera realista el dar aquí unos precios de coste de riegos con utilización de la energía eólica dado el gran número de hipótesis que sería necesario hacer para conseguirlo; parece más apropiado, y así se ha hecho, al utilizar los precios de la energía eólica que se han obtenido a lo largo de este capítulo y calcular el precio de la energía eólica directamente aplicada al riego en los lugares particulares objeto de este trabajo en las distintas zonas de actuación.

2.4.- PARTICULARIDADES DE LA DEMANDA ENERGETICA EN AGRICULTURA: PLANES PILOTO DE REGADIOS

Como es conocido, uno de los principales inconvenientes de la energía eólica es la intermitencia del viento, lo que hace necesario la acumulación de energía a fin de disponer de ella en los momentos en que la velocidad del viento sea menor que la de arranque de la aeroturbina; de donde se desprende que la energía eólica es especialmente idónea para aquellos servicios en los que puedan aceptarse períodos, no muy largos, de interrupción de suministro de energía, o aquellos otros en los que su almacenamiento no sea demasiado costoso, es evidente que todo ello hace enormemente atractivo el empleo de la energía eólica en la solución de planes de regadío ya que en ellos se cumplen las dos premisas enunciadas, es decir, no es necesaria la energía en horas determinadas de forma continua y, además, el almacenamiento de la misma en balsas no es demasiado caro.

En los sistemas de regadío se requiere, en general, bombeo para suministro de agua de las fuentes (pozos, ríos, etc.) al sistema de distribución y presión adicional necesaria para la operación del sistema de distribución; en el caso de utilizar la energía eólica se usa una aeroturbina para bombeo de agua hasta el lugar de almacenamiento y si el riego es por gravedad, dado que las presiones necesarias son del orden de 1.2 a 2 m de columna de agua, en general es suficiente el disponer la balsa de almacenamiento a altura suficiente para lograr esta presión; mientras que si el riego es por aspersión, donde las presiones necesarias son de entre 20 y 35 m de columna de agua, se hace necesaria, en general, una nueva bomba que también puede tomar energía de la aero-

turbina; por supuesto puede utilizarse en algunos casos una única bomba que al mismo tiempo que bombea agua del pozo es capaz de suministrarla a la red de distribución con la suficiente presión para realizar el riego.

Las aeroturbinas usadas para los sistemas de riego no se diferencian en nada del resto de las aeroturbinas, únicamente debe exigírseles, dado que suelen estar situadas en lugares más o menos aislados, posibilidad de entrada en funcionamiento automático así como un fácil manejo y mínimas necesidades de mantenimiento. Las potencias de las aeroturbinas utilizadas en riegos son muy variables y dependen en general de la profundidad de los pozos y del caudal necesario para el riego. En el caso de utilizar aeroturbinas de bombeo por acción mecánica (ver cuadro 2.3) las bombas a las que están conectadas suelen ser de pistón, las cuales tienen un alto par de arranque lo que implica que también la aeroturbina lo tenga, por lo que éstas suelen ser multipalas (tipo americano), pero tienen dos inconvenientes principales, por un lado sólo son útiles en pozos de un máximo de 30 m de profundidad y en segundo lugar el hecho de ser multipalas las hace orientarse al viento y para velocidades por encima de 10 m/seg dejan de funcionar. Si los pozos son de más de 30 m se utilizan aeroturbinas rápidas de 2 ó 3 palas con bombas centrífugas escalonadas que tienen menor par de arranque. Según recientes estudios realizados en EE.UU. en Southern Great Plains, donde existen más de 100000 bombas que elevan agua de pozos de más de 50 m y con caudales comprendidos entre 100 y 500 m³/h, las potencias requeridas estarían situadas entre los 20 y 200 kw, lo que nos da idea de la potencia de las aeroturbinas a emplear en este tipo de operaciones.

Dos son las formas de actuación de este último tipo de aeroturbinas cuando se utilizan en los sistemas de riego a saber:

a) Aeroturbina asistida por la red.

En este caso debe de disponerse de una red eléctrica próxima al lugar en que esté situada la aeroturbina y el sistema funciona de dos modos distintos, el modo asistido cuando bombea el agua o el modo generador cuando cede energía a la red. El sistema consta de un motor de inducción unido a la red y conectado mecánicamente a la aeroturbina a través de un embrague, y una electrobomba, siendo el funcionamiento como sigue: cuando es necesario bombear la aeroturbina suplementa la potencia del motor eléctrico y reduce el consumo de la red y si la potencia del molino fuese muy grande el motor de inducción actúa como generador dando energía a la red; en los momentos que es necesario realizar el riego es la aeroturbina la que mueve el motor.

Este tipo de funcionamiento que ha sido probado ya con éxito es aprovechable sobre todo en el caso de que la compañía propietaria de la red admita la conexión y haga el descuento de energía suministrada por la aeroturbina cuando el abonado pague su gasto de energía eléctrica.

b) Aeroturbina eléctrica

Este segundo caso, también experimentado en EE.UU., es el que se ha utilizado como solución en las zonas de actuación. Consiste simplemente en una aeroturbina con generador de inducción que suministra electricidad al motor eléctrico de una bomba; el sistema, en el caso de que exista una red eléctrica próxima, puede suministrar energía

a ésta cuando la potencia de la aeroturbina no sea necesaria para el bombeo o riego y, a su vez, la red puede suministrar energía a la bomba cuando no haya viento.

Algunos de los principales programas piloto para utilización de la energía eólica en regadíos que se han realizado o se están llevando a cabo en EE.UU. son:

- a) Tres programas realizados en Southern Great Plains por el Departamento de Energía conjuntamente con la Universidad de Texas.
- b) Uno, llevado a cabo en Texas por el Agricultural Research Service.
- c) Uno del Agricultural Research Service en Kansas.

En dos de los programas a) se utilizaron aeroturbinas de eje horizontal y 25 kw de potencia y en el otro, así como en el programa c), la transmisión de la aeroturbina a la bomba fué mecánica, mientras en el resto era eléctrica.

Es de hacer notar que todos estos programas se realizaron con aeroturbinas asistidas por red eléctrica, siendo limitada la experiencia de programas piloto de mediana y elevada potencia en los que la aeroturbina ha de suministrar por sí sola toda la energía, las cuales requieren un estudio mucho más complejo. En este trabajo se estudian programas piloto de ambos tipos.

Cuadro Nº 2.1

TURBINAS DE EJE HORIZONTAL DE ALTA VELOCIDAD

(Potencia > 100 Kw)

IDENTIFICACION	Potencia (Kw)	Diámetro rotor (m)	Nº de Palas	Velocidad Diseño (m/s)	Inicio funcion. (Año)
SMITH - PUTNAM (USA)	1.250	60	2	13.3	1941
YULTA, Mar Negro (Rusia)	100	30	2	11	1931
J. BROWN (Inglaterra)	100	30	3	15.5	1950
ENFIELD - ANDREAU (Fran - Inglat)	100	24	2	14.6	1953
GEDSER (Dinamarca)	200	24	3	15	1957
VOGENT - LE ROI (Francia)	800	31	2	16	1958
HUTTER - ALLGAIER (Alemania)	100	35	2	8	1961
NASA - Mod - 0 (USA)	100	37	2	8	1975 *
NASA - Mod - OA (USA)	200	37	2	9	1978 *
GEN. ELECT. CO. - Mod - 1 (USA)	2.000	91.5	2	11.5	1979 *
NIBE (Dinamarca)	630	40	2	13	1979 *
BOEING - Mod - 2 (USA)	2.500	100	2	12	1981 *
INTA - CEE	100	17	2	12	1981 *
Mod - 5 (USA)	5.000	-	-	-	1983 *

2.2.- PROBLEMAS TECNICOS Y DE IMPLANTACION

Las aeroturbinas son máquinas diseñadas para captar la energía cinética del viento mediante un rotor constituido por varias palas con perfiles aerodinámicos adecuados a fin de obtener el máximo rendimiento. La potencia obtenida por estas máquinas es proporcional al cubo de la velocidad del viento, y el hecho de que esta velocidad no sea una magnitud estacionaria en el lugar en que esté situada la aeroturbina obliga, por un lado, a conocer con la mayor exactitud posible su variación, y, por otro, a dotar de una serie de dispositivos a la aeroturbina con el fin de que en cada momento y según el viento incidente, obtenga la potencia adecuada al funcionamiento previsto.

Por ello, para contemplar los problemas que pueden presentar la utilización de una aeroturbina, se hace necesario el considerar su funcionamiento. En la figura 2.1 se ha representado la variación del par en el eje del rotor en función de las revoluciones de éste para diferentes velocidades de viento, de ella se deduce que si se trata de obtener la potencia máxima en cada momento será necesario el variar las revoluciones, pero por la carga que suele tener una aeroturbina, generador síncrono, de inducción o bomba es más adecuado el que funcionen a revoluciones constantes. En la figura 2.2 se ha dibujado el funcionamiento normal de una aeroturbina, en ella se observa que a la velocidad de diseño se obtiene la potencia de diseño y cuando aumenta la velocidad se dispone de algún dispositivo que a base de mantener las revoluciones dé la potencia de diseño, hasta una cierta velocidad límite que por razones estructurales obliga que la aeroturbina a partir de ese límite de par nulo. Para velocidades entre la de arranque y la de diseño, la aero

turbina funciona con rendimiento menor que el de diseño y al mantener las revoluciones constantes, la potencia será inferior a la de diseño, la curva que da la potencia entre estas velocidades, dependerá de la carga que tenga la aeroturbina.

En general, y para las aeroturbinas que van a utilizarse como soluciones en las zonas de actuación, el mantenimiento de las revoluciones constantes se consigue por medio del dispositivo de cambio de paso que consiste en girar las palas alrededor de su propio eje a fin de variar su rendimiento aerodinámico y en cada momento situarlas de forma que según la velocidad de viento den la potencia deseada manteniendo constantes las revoluciones.

Una vez conocido el funcionamiento de las aeroturbinas se enumeran a continuación los elementos esenciales que constituyen este tipo de máquinas y que son: el rotor, un mecanismo de transmisión, un generador, un mecanismo de orientación, un mecanismo de cambio de paso y una torre de emplazamiento.

Conocida su constitución y forma de funcionamiento pasamos a exponer la serie de problemas que presentan actualmente las aeroturbinas y que son considerados por los técnicos como los más interesantes de resolver, no queriendo esto decir que no hayan sido estudiados ya a fondo, pero que por falta de experiencia, o por no haber sido totalmente satisfactorios los resultados obtenidos se consideran primordiales, son los siguientes que dividiremos en cuatro grupos, según estén relacionados con diferentes aspectos técnicos de las aeroturbinas.

a) Problemas relacionados con la vida de la aeroturbina. Ha de mencionarse que se estima una vida de 30 años.

- Estimación más exacta de los esfuerzos y vibraciones a que está sometida la aeroturbina y que aparecen por el carácter no estacionario de la velocidad del viento.
- Selección del material de las palas. Se comenzó diseñando palas de aluminio o madera pero en la actualidad ha comenzado la era de las palas de materiales compuestos debido a las cargas que han de soportar unido a la longitud de las mismas.
- Vida de componentes y juntas. La larga vida que se les exige a las aeroturbinas así como las adversas condiciones de funcionamiento implica estos estudios.
- Resistencia a altas velocidades de viento. Esto se debe a que se ha fijado como objetivo el que resistan velocidades de viento de 210 km/h.
- Resistencia a las descargas eléctricas atmosféricas.

b) Problemas relacionados con las actuaciones y el rendimiento.

- Características aerodinámicas de perfiles. Hasta ahora se utilizan en las palas perfiles aerodinámicos usados en las alas de aviones, hélices, palas de helicópteros, etc., pero se necesitan características de perfiles de espesores mayores no utilizados hasta ahora.
- Sistemas de orientación y cambio de paso. En las grandes aeroturbinas se están introduciendo microcomputadores para la actuación de estos sistemas.

- Optimización de la torre. Se están haciendo estudios a fin de optimizar la altura y forma de la torre, así como establecer márgenes de las frecuencias propias de las mismas a fin de evitar posibles acoplamientos con el rotor.

c) Problemas ambientales. Tres son las incidencias de las aeroturbinas en el ambiente.

- Interferencia con televisión. Afecta a distancias de 1 a 2 Km y se produce con las aeroturbinas de palas metálicas. Llegándose en algunos casos a tener que utilizar TV por cable en los lugares en que había instalado estas aeroturbinas.

- Ruido. Sin ser altamente perturbador hace que sea aconsejable la situación de las aeroturbinas alejadas de los núcleos residenciales.

- Impacto con aves. Aunque no se tiene gran experiencia más que la producida en torres de televisión, actualmente se estudian estos impactos y se diseñan las aeroturbinas teniendo en cuenta sus efectos.

d) Problemas de utilización.

- Entre ellos, el principal y quizás el más crítico para todas las aeroturbinas es el del conocimiento del potencial eólico en cada lugar, así como la distribución de vientos tanto en magnitud como en dirección; como se verá todo a lo largo de este trabajo, el conocimiento de los vientos en el lugar es imprescindible para el buen aprove

chamiento de la energía eólica.

- Acoplamiento con la red eléctrica. Aquí, el problema es .
doble, por una parte técnico y por otra legal. En algunos
países como Dinamarca se ha conseguido una legislación
tal que es posible el disponer de aeroturbinas para diver
sos usos suplementados con la red eléctrica y cuando la
aeroturbina dá energía a la red, la compañía descuenta su
importe del recibo del usuario.
- Incentivos Fiscales. Problema que afecta a todo tipo de
energías alternativas.
- Problemas legales. Derivados de las posibles roturas con
daños, localización de las aeroturbinas e interferencias
ya citadas.

2.3.- ANÁLISIS DE COSTES. ESTADO ACTUAL Y PERSPECTIVAS FUTURAS

Para hacer un análisis de los costos de un programa de regadíos utilizando como fuente de energía la eólica a través de una aeroturbina, se hace necesario utilizar en primer lugar el costo de la energía producida por las aeroturbinas y en segundo lugar el coste de la aplicación de dicha energía a un programa de regadíos. En cuanto al análisis de los costos de la energía producida por aeroturbinas se debe, en principio, contemplar los costes de dichas máquinas, lo que se expone a continuación.

2.3.1.- Costes actuales y previsiones futuras

Como ya se indicó en el apartado 2.1, las aeroturbinas se dividen, en la actualidad, en dos grandes grupos según su potencia, siendo los 100 kw los que separan dichos grupos; la gran mayoría de las aeroturbinas del primer grupo son máquinas diseñadas y comercializadas por industrias particulares y por dicho motivo con posibilidades de adquirirse y de conocer sus precios, no obstante la diversidad de éstos, aún para aeroturbinas de la misma potencia es grande, debido en general al grado de sofisticación de las mismas y es por ello, por lo que en la figura 2.3 en donde se ha representado el precio en pesetas por kilowatio instalado de las diferentes aeroturbinas según su potencia, se ha representado una banda de trazo continuo en la que están incluidos los precios de la mayoría de las aeroturbinas que figuran en el cuadro 2.2, así como el de otras de menor potencia; también se ha presentado otra banda de trazo y punto en que estarían incluidos los precios que los distintos fabricantes estiman que serían alcanzables en presencia de al

rededor de 1000 unidades. El hecho de que dichas bandas disminuyan al aumentar la potencia, como ocurre con toda planta generadora de energía, es lógico, dado que independientemente de ésta, todas las aeroturbinas deberán disponer de dispositivos (torre, sistema de transmisión, sistema de orientación, etc.) que no son drásticamente distintos y, por tanto, al ser la potencia mayor, disminuyen el precio por kw.

En cuanto a las aeroturbinas de potencia igual o superior a 100 kw no son en su mayoría comerciales sino producto de proyectos estatales incluidos en los programas de investigación y desarrollo de la energía eólica de los distintos países; en la ya citada figura aparece una banda de trazo continuo correspondiente a los precios por kw de estas aeroturbinas y ello se debe a que es muy problemático el establecer el precio de un prototipo por lo que, cuando hemos trazado la banda tomando como base el precio correspondiente al segundo prototipo. También se incluye otra banda de trazo discontinuo en la que estarían incluidos los precios que diferentes autores consideran alcanzables cuando se llega a fabricación de series de alrededor de las 100 unidades.

2.3.2.- Coste de la energía producida por las aeroturbinas

El coste anual de la energía producida por una aeroturbina al igual que el de la producida por cualquier planta de potencia viene dada por la siguiente expresión:

$$\text{coste (pta/kwh)} = \frac{C_I \cdot A + C_o + C_M}{E \cdot f}$$

en donde C_I es el coste de inversión del kw instalado; A es la anualidad en % del C_I que incluye amortización con intereses y seguros si hubie-

ra lugar y también en su caso beneficios que podría proponer la Administración por el uso de este tipo de energía; C_c es el coste de combustible anual por kw instalado, que evidentemente en el caso de la energía eólica es nulo; C_o es el coste operacional anual dividido por el número de kw de la planta que incluye fundamentalmente mano de obra; C_M es el coste anual de mantenimiento dividido por los kw de la planta; E es la energía anual obtenible por kw, dependiente evidentemente en el caso de las aeroturbinas de la potencia eólica del lugar y con la hipótesis de que la turbina de potencia siempre que disponga de velocidad suficiente de viento; y por último f es el factor de utilización que tiene en cuenta la pérdida de energía por las detenciones que pueda sufrir la aeroturbina por razones de reparaciones, mantenimiento, etc.

Respecto al cálculo de la energía obtenida (E) por una aeroturbina en un lugar determinado se ha utilizado como distribución de velocidades una ley de distribución de ^{Rayleigh} Weibull* que proporciona una buena aproximación en los lugares que existe un potencial eólico aceptable para la instalación de una aeroturbina, y que es función, únicamente, de la velocidad media del lugar \bar{V} . De acuerdo con lo indicado en el apartado 2.2 sobre la forma de funcionamiento de las aeroturbinas conocida la velocidad de arranque V_A y la velocidad de diseño V_D y con la distribución de velocidades antes citada se han dibujado las figuras 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8 y 2.9 en las que para lugares de velocidad media de viento de 5, 6, 7, 8, 9 y 10 m/seg y, en función de la V_A y V_D de la

* NOTA: Este tipo de distribuciones serán tratadas en el Capítulo 4.

aeroturbina que se desee instalar se puede hallar la energía por kw que se obtendría con dicha aeroturbina.

En cuanto a los demás parámetros que aparecen en la expresión del coste, el coste operacional y de mantenimiento anuales se suelen englobar en el caso de las aeroturbinas en un sólo sumando que suele tomarse de 1 % anual del coste de inversión; el factor de utilización f de las aeroturbinas se estima en un 90 % y por último la vida de las mismas se suele tomar con la tecnología actual en unos 30 años.

Con todo ello y con el fin de conocer la influencia de los distintos parámetros en el coste de la energía producida en un lugar dado por una aeroturbina dada, se ha confeccionado la figura 2.10, en la cual se ha tomado como base el de una de las aeroturbinas cuya utilización se propone como solución en una de las zonas de actuación y las características de dicho caso base son: velocidad media del viento en el lugar 10 m/seg, velocidad de diseño 12 m/seg, velocidad de arranque 6 m/seg, amortización 18 %, años de vida 30, coeficiente de utilización 90 %, operación y mantenimiento 1 % anual. En dicha figura puede verse lo que varía la energía obtenida por kw en % de la obtenida en el caso base con una variación también en % de los diferentes parámetros respecto al caso base. Los parámetros que se han considerado en dicha figura son: la velocidad media del lugar, los años de vida de la aeroturbina, el interés de la amortización, y el coste anual de operación y mantenimiento; observándose que la mayor influencia la tiene la velocidad media en el lugar, de donde se infiere la necesidad de una buena elección del lugar de emplazamiento.

Cuadro Nº 2.2
AEROTURBINAS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

FABRICANTE Y MODELO	POTENCIA	DIAMETRO (m)	Nº de PALAS	VELOC. DISEÑO (m/s)	VELOC. ARRANQUE (m/s)
WIND - MATIC APS WMR 18/7 - 55 (Dinamarca)	55	14	3	-	-
SONEJERG MASKINFABRIK SONEJERG - 55 (Dinamarca)	55	14	3	-	-
RISAGERMOLLEN (Dinamarca)	55	14	3	-	-
ENERGY DEVELOPMENT CO. 445 (USA)	45	12.2	4	11.2	2.2
VESTAS HVK 15 (Dinamarca)	45	15	3	-	-
SONEJERG MASKINFABRIK SONEJERG - 45 (Dinamarca)	45	12	3	-	-
WIND - MATIC APS WMR 18/6 - 45 (Dinamarca)	45	12	3	-	-
KAMAN (USA)	40 *	19'5	2	9	4.5

* (Los * indican que son proyectos; el resto son Aeroturbinas ya fabricadas)

Cuadro Nº 2.2 (Continuación)

AEROTURBINAS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

FABRICANTE Y MODELO	POTENCIA	DIAMETRO (m)	Nº de PALLAS	VELOC. DISEÑO (m/s)	VELOC. ARRANQUE (m/s)
Mc DONELL (USA)	40 *	17'7	3 (DARRIEUS)	9	5.4
DOMINION ALUMINUM FABRICATORS Vawt 35 55 (CANADA)	37	11'2	2 (DARRIEUS)	14.8	5.8
DANSK VINDMOLLEN FABRIK A-30 (Dinamarca)	30	12	3	-	-
ERINI - 30 (Dinamarca)	30	15'6	3	-	-
SONEBJERG MASKINFABRIK SONEBJERG - 30	30	10	3	-	-
WIND - MATIC APS WMR 18/5 - 30 (Dinamarca)	30	10	3	-	-
JAY CARTER Mod 25 (USA)	25	9'8	2	11.2	-
U.T.R.C. (USA)	22'5 *	14'6	2	11.8	4

* (Los * indican que son proyectos; el resto son Aeroturbinas ya fabricadas)

Cuadro Nº 2.2 (Continuación)
AEROTURBINAS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

FABRICANTE y MODELO	POTENCIA	DIAMETRO (m)	Nº de PALAS	VELOC. DISEÑO (m/s)	VELOC. ARRANQUE (m/s)
ERINI - 22 (Dinamarca)	22	13'6	3	-	-
HELLESKOV MASKINVAERKSTED (Dinamarca)	22	10	3	-	-
SONERJERG MASKINFABRIK SONERJERG - 22	22	10	3	-	-
WIND - MATIC APS WMR 12/5 - 22 (Dinamarca)	22	10	3	-	-
VESTAS HVK - 10 (Dinamarca)	22	10	3	-	-
GRUMMAN ENERGY SYS. WINDSTRAM 25 - B (USA)	20	7'6	3	12.9	3.6
TUMAC INDUSTRIES 10 - METER HIGH SPEED GEN.(USA)	20	10	3	-	-
ENERGY DEVELOPMENT CO. 440 (USA)	20	11'6	4	11.2	2.2

Cuadro Nº 2.2 (Continuación)

AEROTURBINAS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

FABRICANTE y MODELO	POTENCIA	DIAMETRO (m)	Nº de PALAS	VELOC. DISEÑO (m/s)	VELOC. ARRANQUE (m/s)
GRUMMAN ENERGY SYS (USA)	18'5 *	10	3	13	3
WIND POWER SYST. INC. STURN MASTER (USA)	18	10	3	10.7	3.6
ENERTECH (USA)	18 *	13'4	3	11	3.6
JYSK VINDKRAFT (Dinamarca)	15	8'4	3	-	-
GRUMMAN ENERGY SYST. WINDSTREAM 25 (Dinamarca)	15 *	7'5	3	11.5	3.5
DOMINION ALUMINUM FABRICATORS Vawt 20 36 (Canadá)	14	6'1	2 (DARRIEUS)	13.5	5.4
U.T.R.C. (USA)	12 *	9'5	2	13	3.4
AEROWATT 12 KFPID (Francia)	12	9'2	2	10	3

* (Los * indican que son proyectos; el resto son Aeroturbinas ya fabricadas)

Cuadro Nº 2.2 (Continuación)

AEROTURBINAS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

FABRICANTE y MODELO	POTENCIA	DIAMETRO (m)	Nº de PALAS	VELOC. DISEÑO (m/s)	VELOC. ARRANQUE (m/s)
DANA VINDKRAFT HD - (Dinamarca)	12	11	3	-	-
SVEND ADOLPHSEN SA 11K (Dinamarca)	11	10	3	-	-
SOLHOJMOLLEN (Dinamarca)	11	10	3	-	-
WINDWORKS (USA)	10*	10	3	10	4
ELEKTRO WINTERTHUR WVG 120G (Suiza)	9	6	3	-	-
DOMINION ALUMINUM FABRICATORS (Canada)	8	6.1	2 (DARRIEUS)	10	3
TUMAC (USA)	7.5	6.5	3 (DARRIEUS)	11.4	8
S.C.I. (USA)	6	9.5	3	22	3.5

* (Los * indican que son proyectos; el resto son Aeroturbinas ya fabricadas)

Cuadro Nº 2.2 (Continuación)
AEROTURBINAS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

FABRICANTE y MODELO	POTENCIA	DIAMETRO (m)	Nº de PALAS	VELOC. DISEÑO (m/s)	VELOC. ARRANQUE (m/s)
DANA VINDKRAFT HD - 1 (Dinamarca)	5.5	5	3	-	-
ELEKTRO WINTERTHUR WVG 50 G (Suiza)	5.5	5	3	-	-
AERONATT 4100 FPIG (Francia)	5	5	2	10	3
TUMAC INDUST. (USA) 10 - Meter Low Speed G.	5	10	3	-	-
TUMAC INDUST. (USA) 5 - Meter High Speed G.	5	5	3	-	-
ENERTECH (USA)	4.5*	5	2	15	3.6
AEROWATT 4100 FP 7 G (Francia)	4.1	10	2	7.2	3.1

* (Los * indican que son proyectos; el resto son Aeroturbinas ya fabricadas)

Cuadro Nº 2.2 (Continuación)

AEROTURBINAS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

FABRICANTE Y MODELO	POTENCIA	DIAMETRO (m)	Nº de PALAS	VELOC. DISEÑO (m/s)	VELOC. ARRANQUE (m/s)
NORTH WIND (USA)	4 *	10	2	20	3.5
INDEPENDENT ENERGY SYST. INC. SKYHAWK (USA)	4	4.6	3	10.3	1 - 3.6
DAKOTA WIND & SUN LTD. 4 KW (USA)	4	4.3	3	12	3.6
POWER GROUP INTERN. HUMMINGBIRD 4000 (USA)	4	4.3	3	10	2.7 - 3.6
DOMINION ALUMINUM FABRICATORS (Canada)	4	4.6	DARRIEUS	10	3
ELEKTRO WINTERTHUR WV 35 G (Suiza)	4	4.4	3	-	-

* (Los * indican que son proyectos; el resto son Aeroturbinas ya fabricadas)

Cuadro No 2.3

AEROTURBINAS PARA BOMBEO DE AGUA
(TRANSMISION MECANICA)

MODELO	ALTURA DE BOMBEO (m)	CAPACIDAD (l/h)	DIAMETRO ROTOR (m)	VELOCIDAD ARRANQUE (m/s)	VELOCIDAD DISEÑO (m/s)
DEMPSTER 12 - FT	33	2384	3.66	2.2	6.7
DEMPSTER 8 - FT	32'5	938	2.44	2.2	6.7
DEMPSTER 10 - FT	31	1351	3.05	2.2	6.7
AEROMOTOR 702 - 16	30'5	6434	4.88	4	9
HELLER - ALLER BAKER 12	30'5	2271	3.66	3.15	6.7
AEROMOTOR 710 - 10	30'5	1779	3.05	4	9
HELLER - ALLER BAKER 10	30'5	1741	3.05	3.15	6.7
HELLER - ALLER BAKER 8	30'5	946	2.44	3.15	6.7
HELLER - ALLER BAKER 6	30'5	567	1.83	3.15	6.7
AEROMOTOR 702 - 12	30	2763	3.66	4	9
AEROMOTOR 702 - 14	30	3974	4.27	2.2	6.7
AEROMOTOR 702 - 8	29	1230	2.44	4	9

Cuadro Nº 2.3 (Continuación)

AEROTURBINAS PARA BOMBEO DE AGUA
(TRANSMISION MECANICA)

MODELO	ALTURA DE BOMBEO (m)	CAPACIDAD (l/h)	DIAMETRO ROTOR (m)	VELOCIDAD ARRANQUE (m/s)	VELOCIDAD DISEÑO (m/s)
DEMPSTER 6 - FT	29	492	1.83	2.2	6.7
AEROMOTOR 702 - 6	29	492	1.83	4	9
LUNIOREOL (Humbrolot)	15	2000	1.75 a 2.75	2.5	10
BONJON 8 - FT	15	905	2.44	2.7 - 4.5	6.7
SUPERCADETOL (Humbrolot)	12	600	1.75	2.5	10
GEANTOL (Humbrolot)	10	2500	3.5 a 4	2.5	10
SPARCO - P	10	219	1.27	2.2	8
M-015-6 (Lubing)	7.5	40	1.6	3	8
M-015-4 (Lubing)	7.5	30	1.4	3	8
M-015-3 (Lubing)	7.5	15	1.4	3	8
CADETOL (Humbrolot)	6	500	1.75	2.5	10
SPARCO - D	4	219	1.27	2.2	8

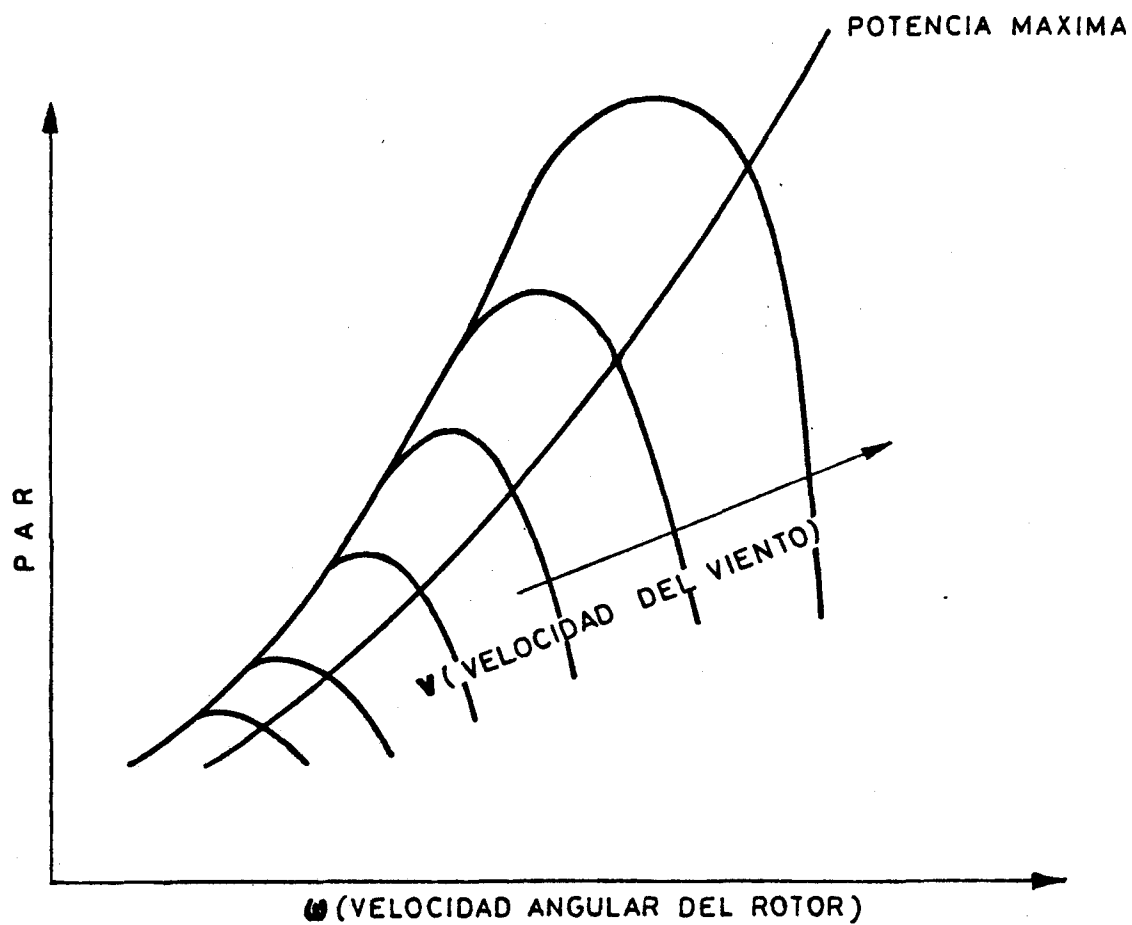


Fig. 2.1

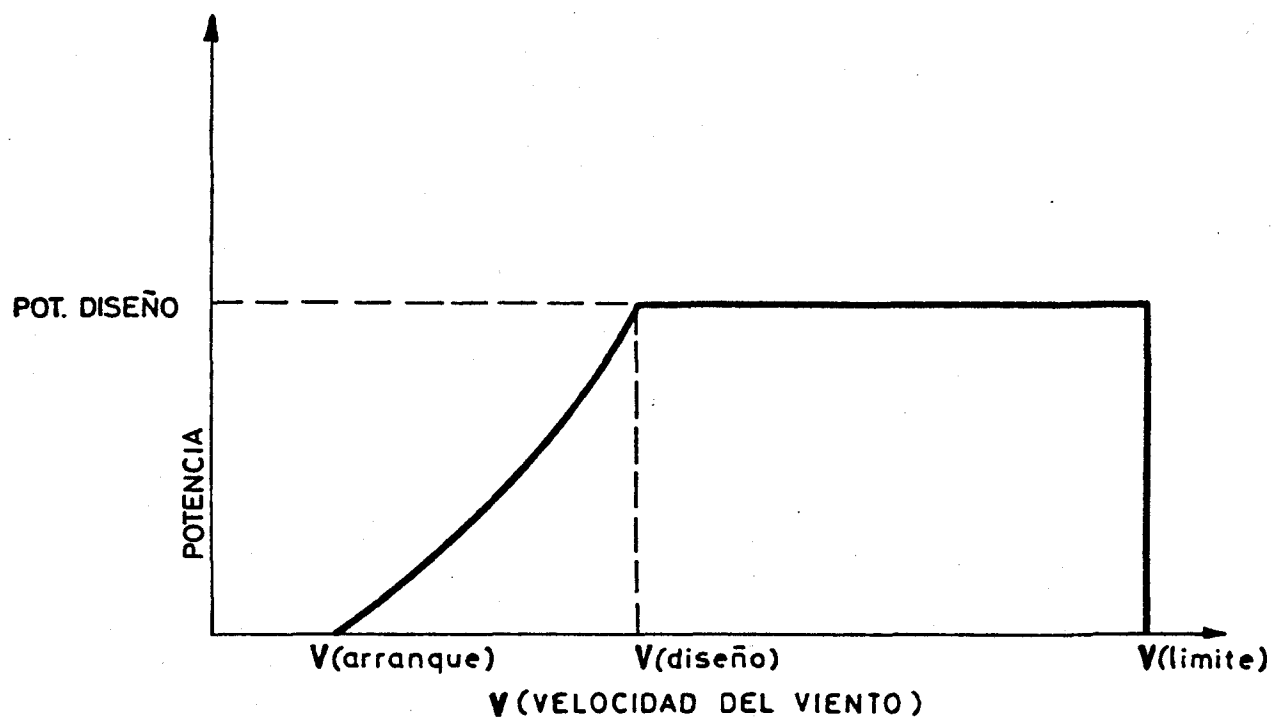


Fig. 2.2

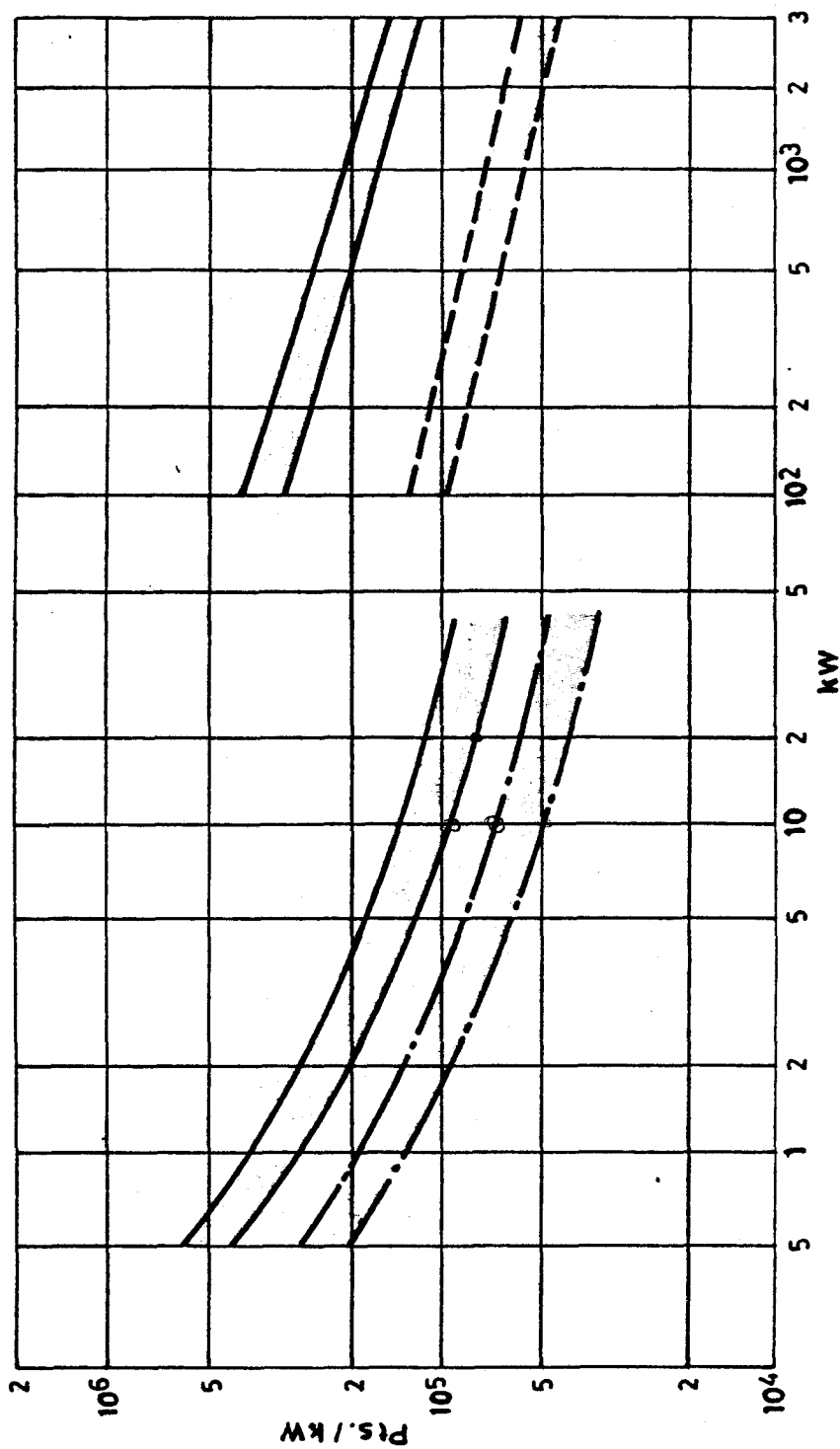


Fig. 2.3.- Costo por kw de las aeroturbinas según su potencia

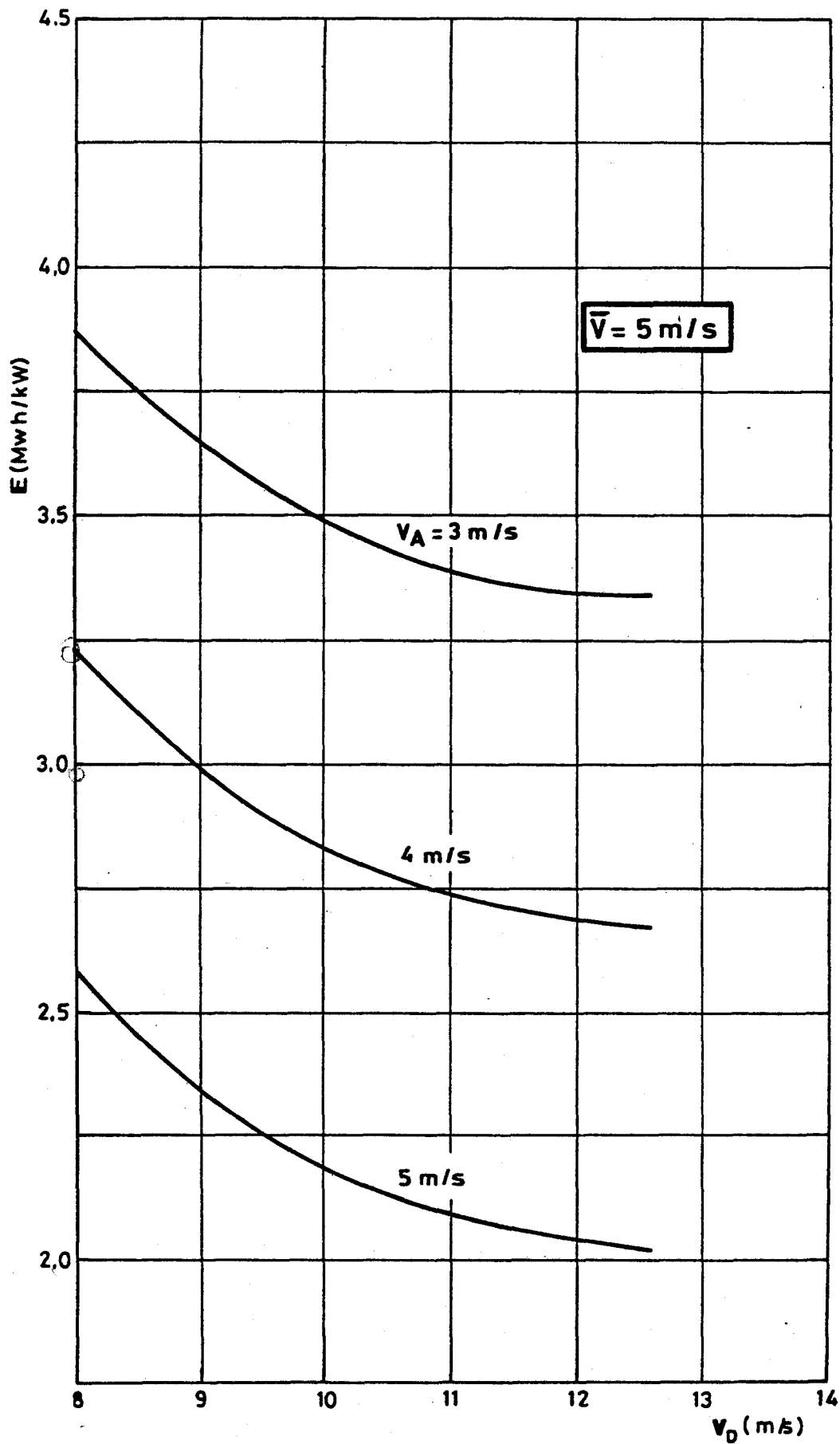


Fig. 2.4.- Energía por kw producida por una aeroturbina en un lugar de velocidad media 5 m/seg. (V_A y V_D velocidades de arranque y diseño de la aeroturbina).

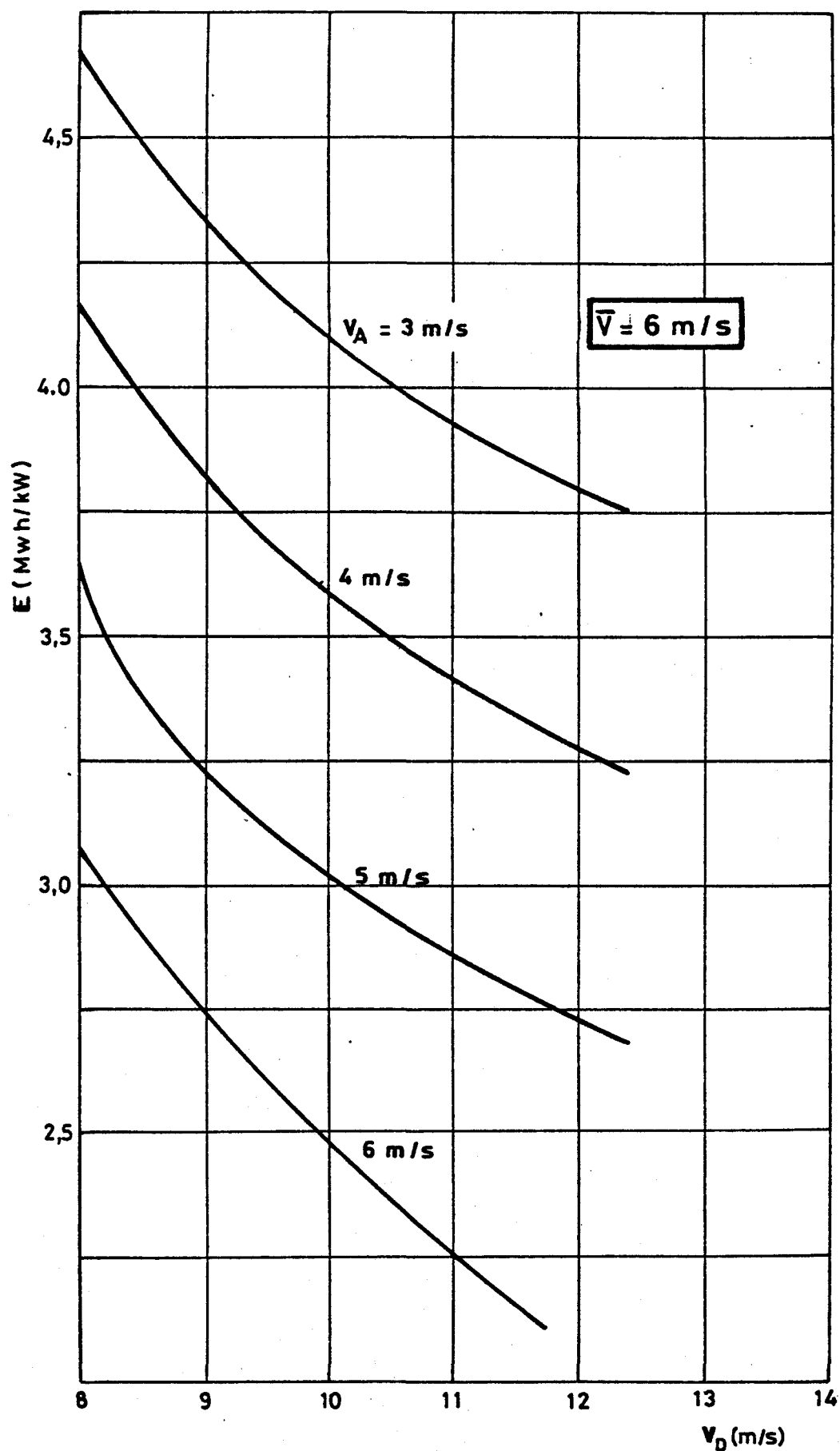


Fig. 2.5.- Energía por kw producida por una aeroturbina en un lugar de velocidad media 6 m/seg. (V_A y V_D velocidades de arranque y diseño de la aeroturbina).

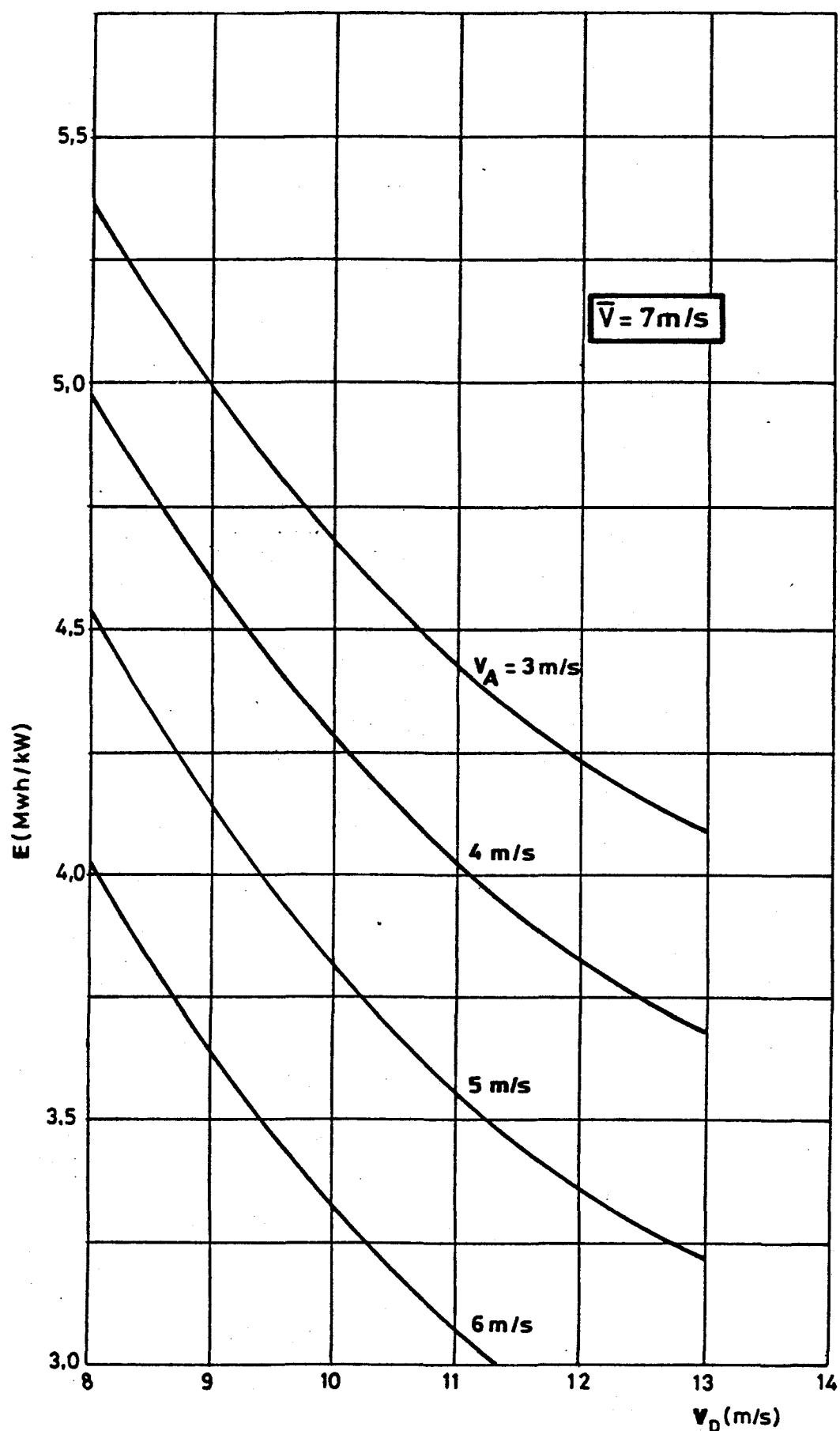


Fig. 2.6.- Energía por kw producida por una aeroturbina en un lugar de velocidad media 7 m/seg. (V_A y V_D velocidades de arranque y diseño de la aeroturbina).

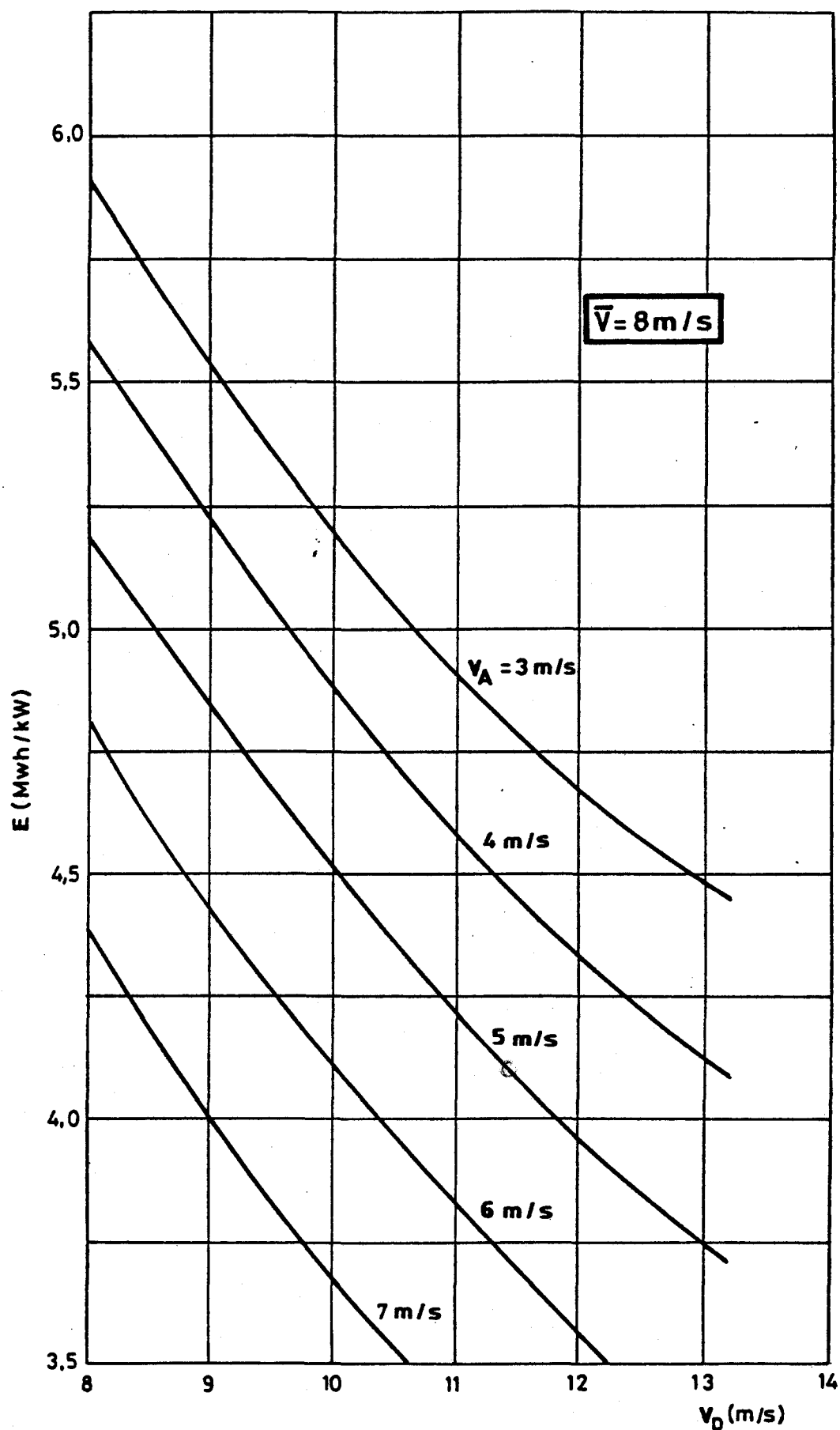


Fig. 2.7.- Energía por kw producida por una aeroturbina en un lugar de velocidad media 8 m/seg. (V_A y V_D velocidades de arranque y diseño de la aeroturbina).

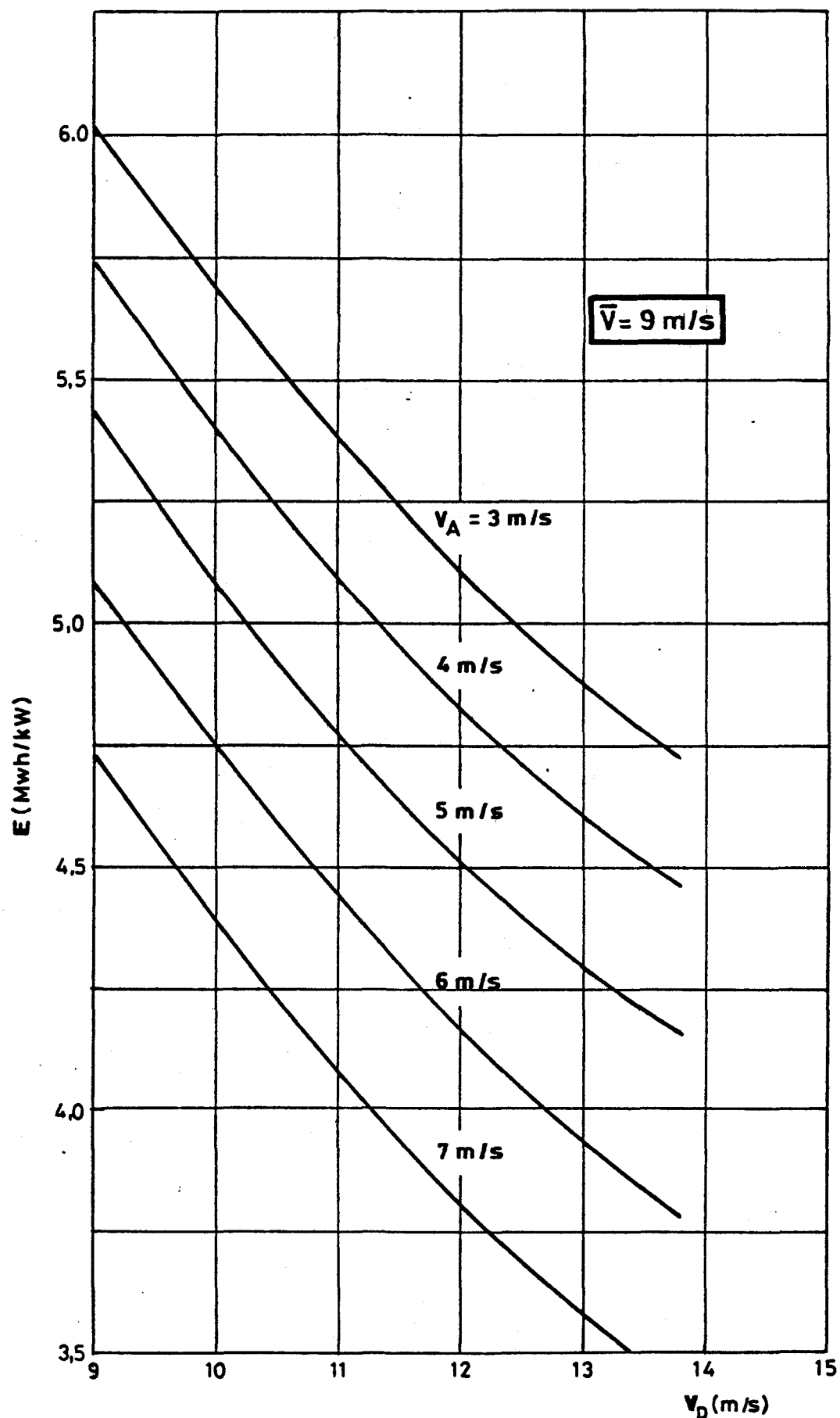


Fig. 2.8.- Energía por kw producida por una aeroturbina en un lugar de velocidad media 9 m/seg.

(V_A y V_D velocidades de arranque y diseño de la aeroturbina).

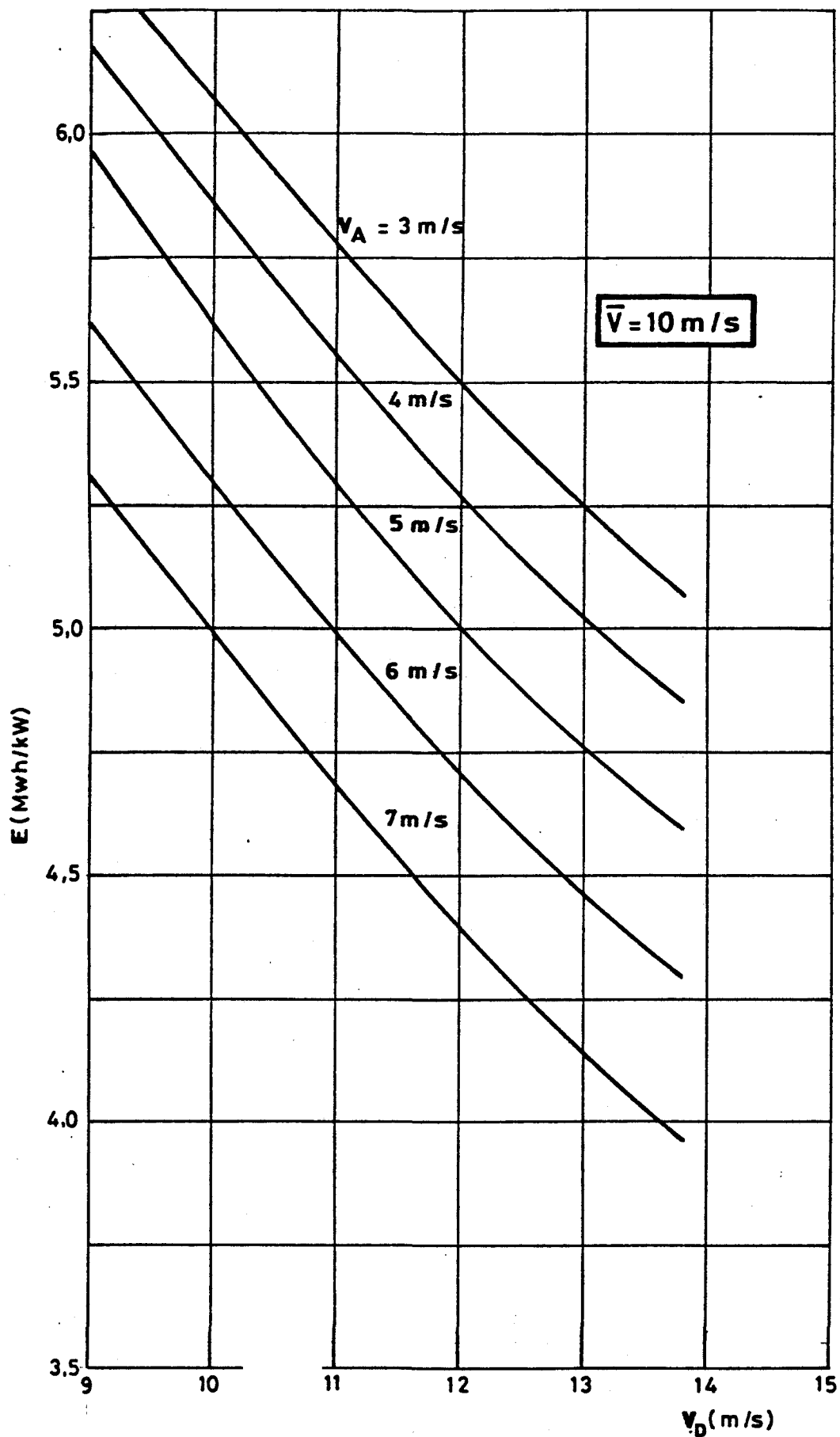


Fig. 2.9.- Energía por kw producida por una aeroturbina en un lugar de velocidad media 10 m/seg.
(V_A y V_D velocidades de arranque y diseño de la aeroturbina).

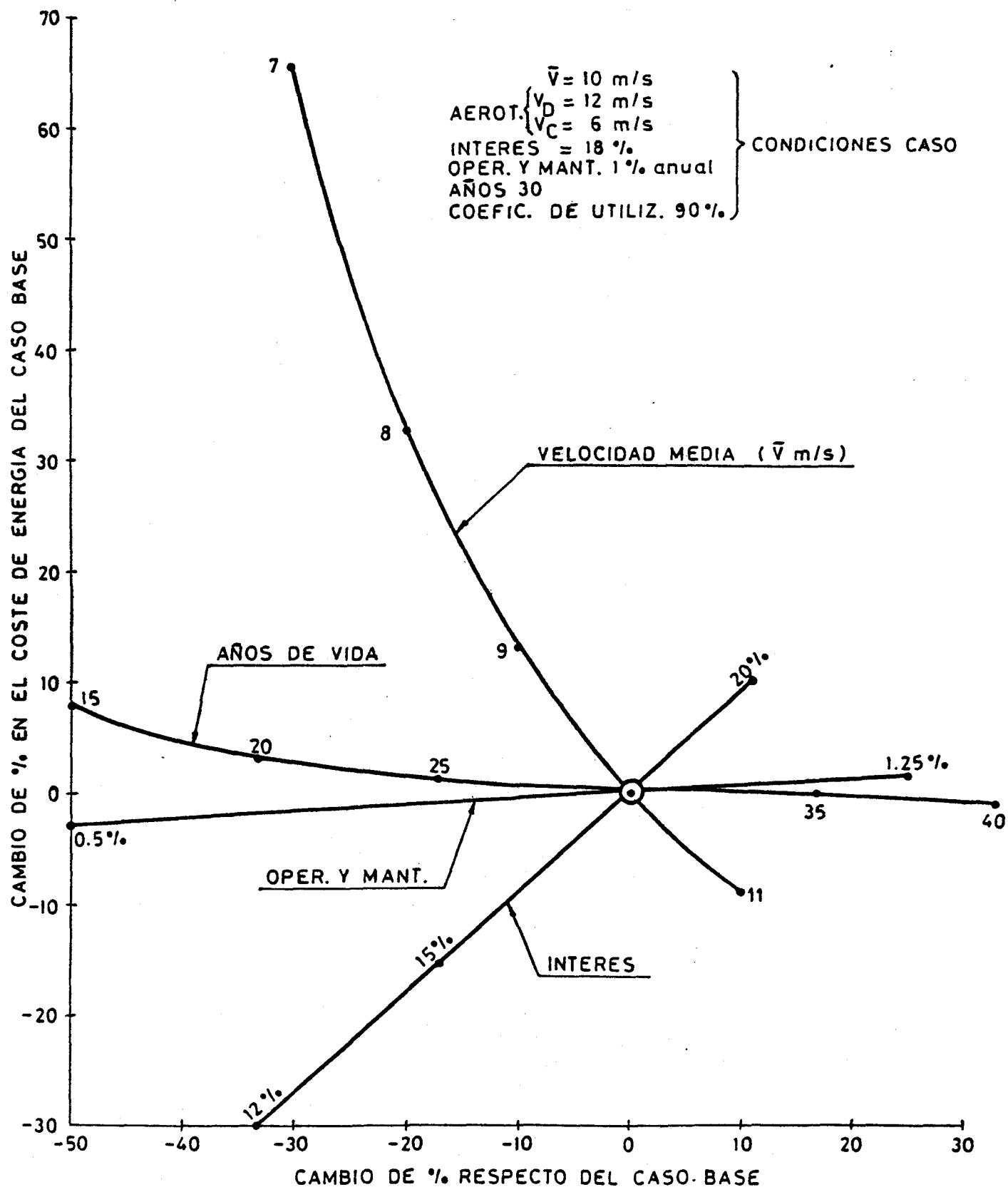


Fig. 2.10.- Variación de los costes de una aeroturbina con la variación de diferentes parámetros.

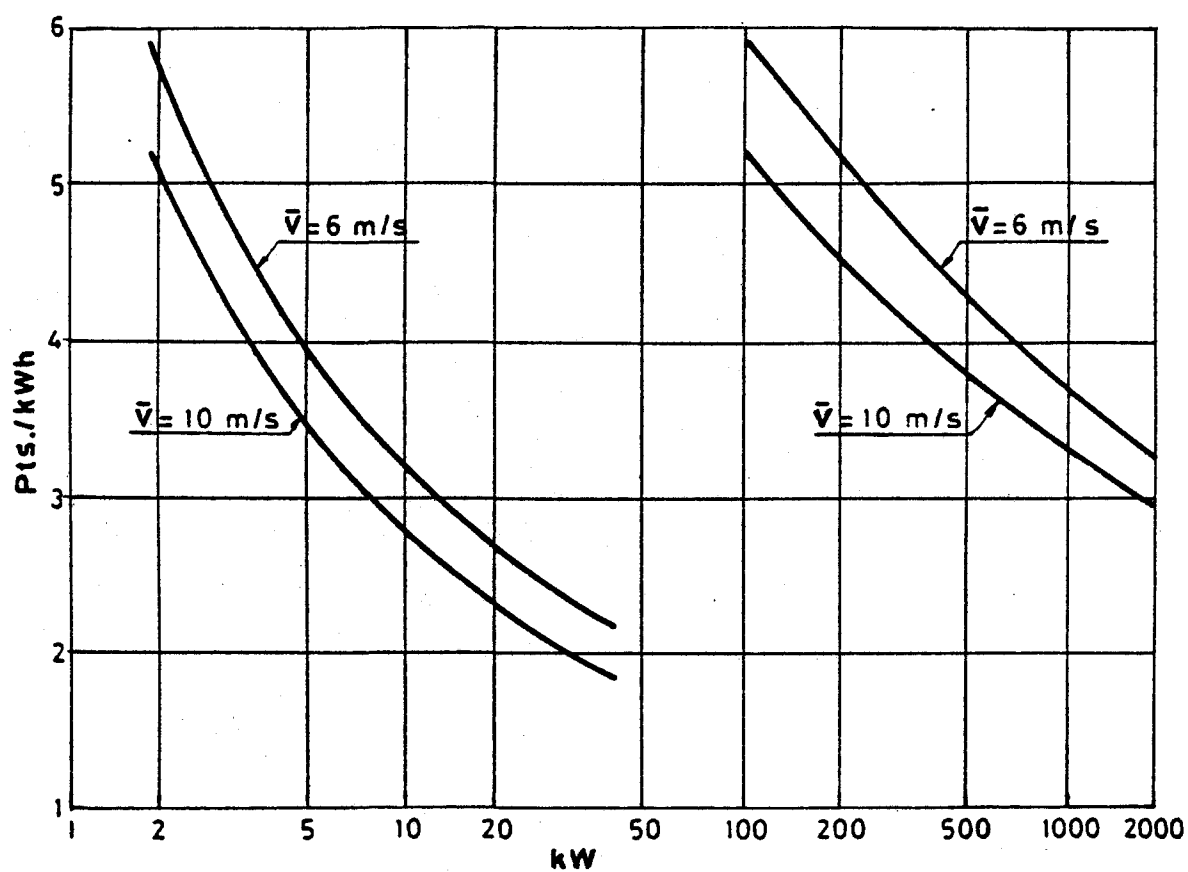


Fig. 2.11.- Costo de la energía producida por aeroturbinas en diferentes lugares.

3.- LA ENERGIA EOLICA EN LAS ISLAS CANARIAS. SU POSIBLE UTILIZACION PARA REGADIOS.

3.1.- ENERGIA EOLICA EN LAS ISLAS CANARIAS

Las islas Canarias constituyen una de las regiones españolas que mejores perspectivas presentan para la utilización de la energía eólica, ya que en ellas se combinan su excelente potencial eólico con la abundancia de programas agrícolas para los que se adapta fácilmente la energía eólica, tales como extracción de agua de pozos, riegos a presión e instalaciones de elevación de agua.

Las islas Canarias se encuentran situadas en la zona de los vientos alisios del NE. Durante el verano, gran parte de la primavera y aún parte del otoño, la frecuencia del régimen de alisios es muy alta, siendo del 90 al 95% del tiempo durante el verano.

En el invierno el límite septentrional de la región de los alisios baja de latitud, pero aún quedan las islas Canarias dentro de esta zona de régimen de vientos, aunque cerca de su límite superior. Por ello, los vientos alisios en invierno tienen una velocidad media menor y su frecuencia sólo llega al 50%. (Figura 3.1 y 3.2).

Estos vientos alisios muy regulares y de velocidad media son ideales para el aprovechamiento de la energía eólica. En las zonas llanas de las islas próximas a las costas sometidas a dicho régimen de vientos, las velocidades medias anuales del viento son del orden de los 5-7 m/seg, que ^{proporcionan} ~~comparados a~~ valores energéticos medios anuales de tipo medio; pero estas velocidades se incrementan considerablemente mediante los bien conocidos efectos orográficos, alcanzando en elevaciones o montañas de condiciones topográficas favorables y bien orientadas velocidades medias anuales de 9-10 m/seg o incluso superiores, con valores energéticos medios anuales por encima de los $800 - 1000 \text{ w/m}^2$, o incluso supe-

riores, que se clasifican como muy altos (cuadro 3.1).

En las islas Canarias se dispone de los datos de mediciones de vientos que realiza sistemáticamente el Instituto Nacional de Meteorología en diversas estaciones distribuidas por las islas (en algunas no existe más que una estación). Estos datos son útiles, pero presentan el grave inconveniente de que los puntos de medición no han sido seleccionados por su potencial eólico, ya que no se especificó, como es natural, dicha condición; sino que muchas veces ocurre todo lo contrario por estar emplazadas las estaciones meteorológicas en aeropuertos y ciudades, en lugares de poco viento.

Es bien conocida la fuerte influencia de la orografía en los valores de la velocidad del viento, y mucho más aún en su energía a causa de la ley cúbica que los relaciona. Por ello, en sitios muy próximos pueden encontrarse valores energéticos medios anuales que difieren en factores de diez*.

La Comisión Nacional de Energías Especiales llevó a cabo mediciones sistemáticas del viento en las islas Canarias en las décadas del 50 y del 60, en 16 estaciones seleccionadas por su alto potencial eólico.

Los datos del Instituto Nacional de Meteorología y de la Comisión Nacional de Energías Especiales, proporciona solamente la velocidad media del viento^{1*}. Todos estos datos han sido tratados para obtener las medias energéticas anuales, así como las medias energéticas en primavera-verano, valor especialmente significativo para la agricultura. Estos datos se muestran en el Cuadro 3.1 y en las Figs 3.3 y 3.4.

* Este tema es analizado en el trabajo: La utilización de la Energía Eólica para la Agricultura, por C. Sánchez Tarifa, E. Fraga y S. Salvá. (véase Bibliografía).

* Algunos de los datos de la Comisión Nacional de Energías Especiales fueron obtenidos con energímetros.

Los datos de los vientos de las estaciones situadas en las zonas de actuación o próximas a ellas, y que sirvieron para determinar las características eólicas de estas zonas, fueron tratadas exhaustivamente, calculándose además de los valores energéticos anteriormente citados, todos los datos necesarios para calcular las energías anuales producidas por determinadas aeroturbinas, distribuciones anuales de velocidades acumuladas, y número y duración de intervalos de "calmas", indicándose con esta denominación a periodos de vientos flojos no utilizables.

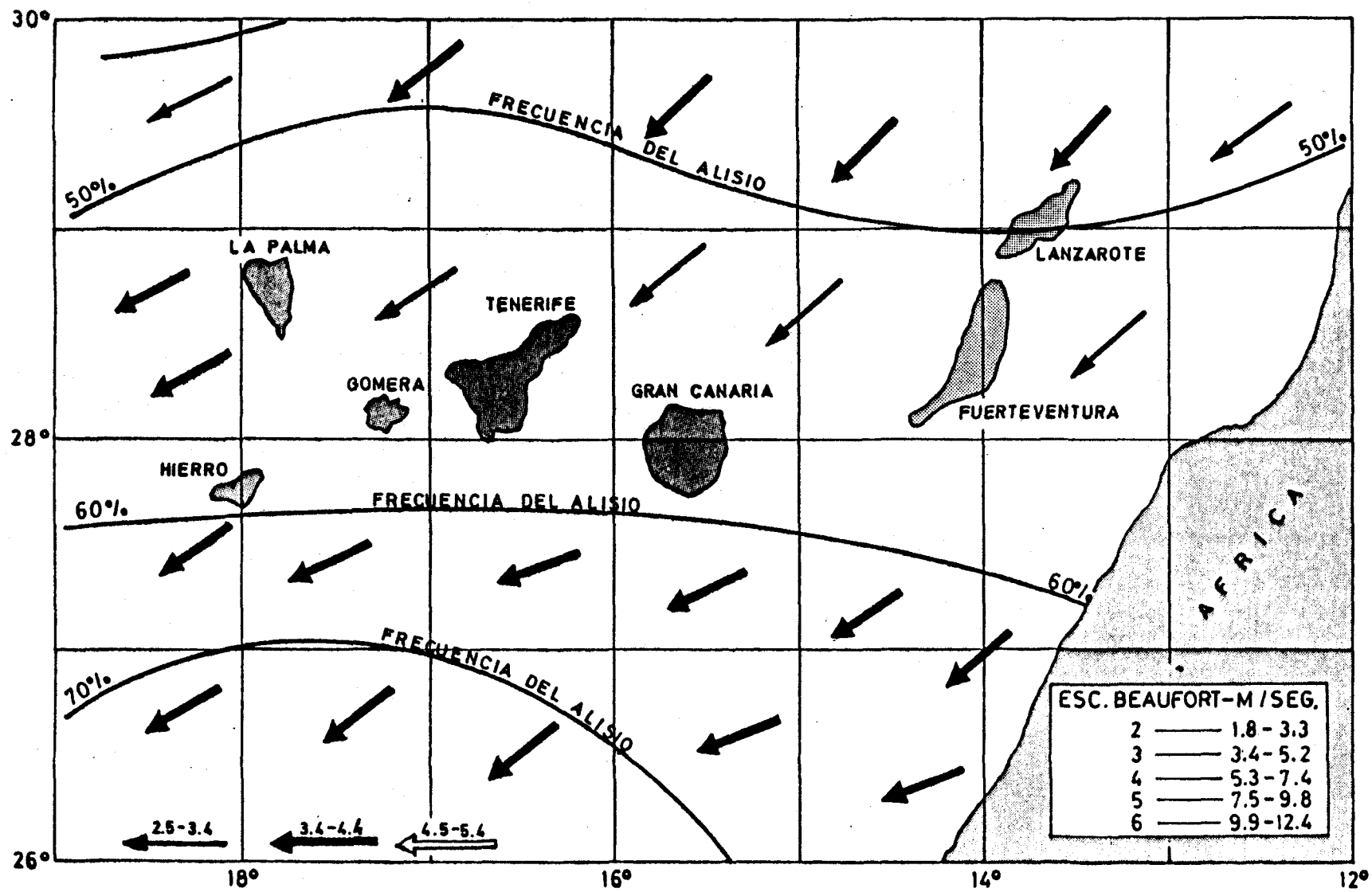


Fig. 3.1.- Vientos Alisios (Verano)

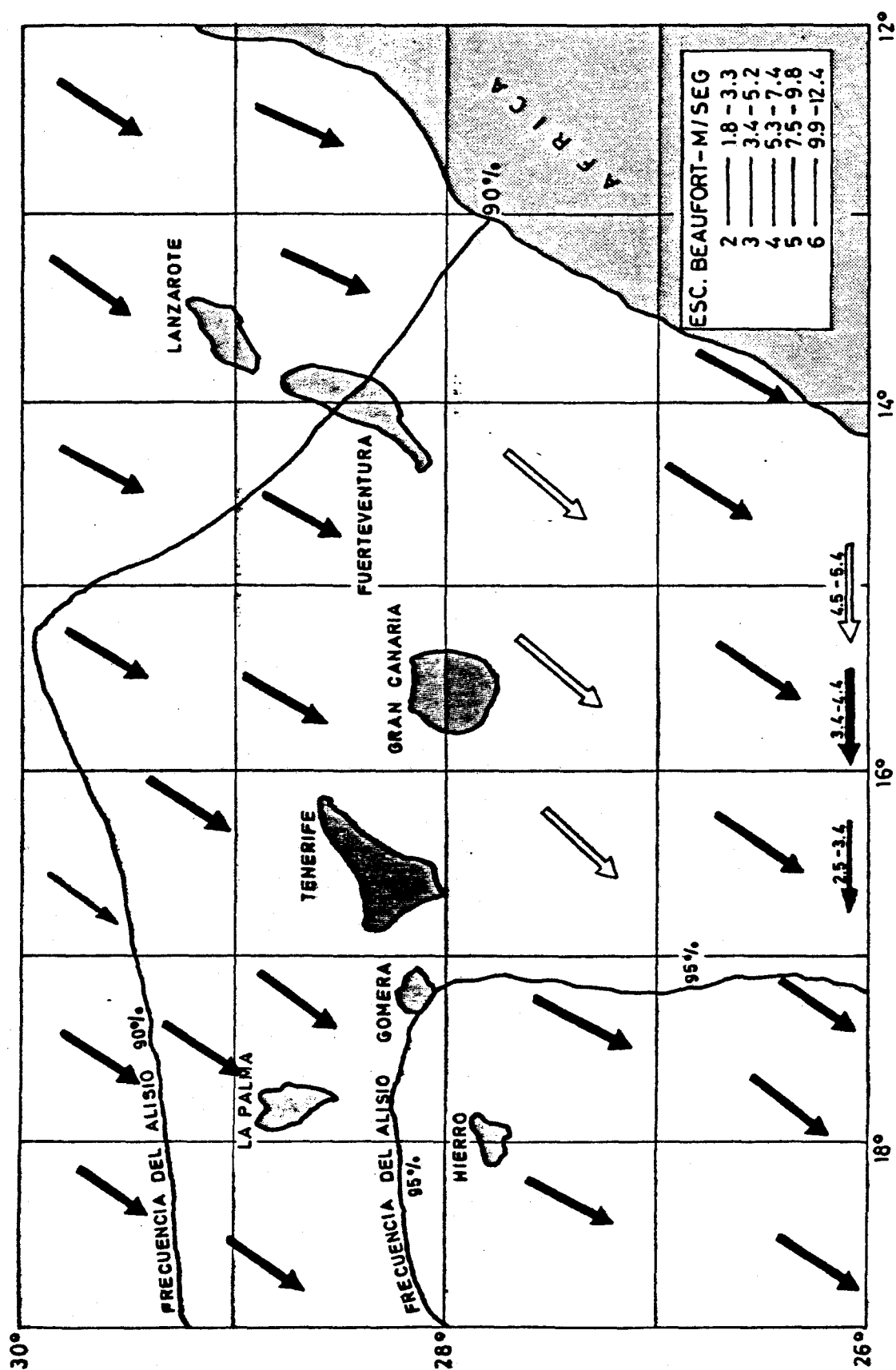


Fig. 3.2.- Vientos Alisios (VERANO (invierno))

Cuadro Nº 3.1

Estación	Situación	\bar{V} (m/s)	Equipo de medida y periodicidad de ésta	Energía Anual Media (Kw.h/m ²)	Energía Primav.-Verano Media (Kw.h/m ²)
CALETA DE TEGUISE	LANZAROTE (LL-16)	7.7	ENERGIMETRO (diaria) (10.5)	2528	1238
BATERIA DEL RIO	LANZAROTE (M-425)	5.8	ANEMOMETRO (diaria) (6)	1125	561
CUEVA DE LA PALOMA	LANZAROTE (LL-16)	6.2	ANEMOMETRO (diaria) (6)	1534	1070
CORRALEJO	FUERTEVENTURA	6.8	ENERGIMETRO (diaria) (7.3)	2254	1326
COTILLO	FUERTEVENTURA	6.2	ANEMOMETRO (diaria) (6.3)	1952	1244
PUERTO DEL ROSARIO	FUERTEVENTURA	5.5	ANEMOMETRO (diaria) (7)	1406	814
AEROPUERTO	FUERTEVENTURA	6.4	ANEMOMETRO (diaria) -	2456	1543
GANDO (S.M.N.)	GRAN CANARIA (2)	5.4	ANEMOMETRO (diaria) -	2752	2063
MONTAÑA DEL INFIERNO	GRAN CANARIA (CM-95)	10.2	ENERGIMETRO (diaria) (11)	10893	8052
MONTAÑA DE ARINAGA	GRAN CANARIA	10.9	ANEMOMETRO (med. mens.) (3.5)	8507	6626
MONTAÑA SAN FRANCISCO	GRAN CANARIA (CM-90)	10.4	ANEMOMETRO (med. mens.) (6)	7497	6274
PUNTA DE TENEFÉ	GRAN CANARIA (LL-M-1)	8.0	ANEMOMETRO (med. mens.) (8)	3563	2793
LA CERRUDA	GRAN CANARIA	6.7	ANEMOMETRO (med. mens.) (6)	2024	1578
LOS MORISCOS (C.R.A.)	GRAN CANARIA	5.5	ANEMOCINEMOGRAFO (diaria) (8)	1240	914
PICO TENERIFE	TENERIFE (CM-100)	6.7	ANEMOMETRO (med. mens.) -	2221	1201
FARO DE ABONA	TENERIFE (CM-100)	10.3	ENERGIMETRO (diaria) (9.4)	6025	3519
FARO PUNTA RASCA	TENERIFE (CM-100)	4.1	ANEMOMETRO (diaria) (6.2)	411	153
IZAÑA (S.M.N.)	TENERIFE (CM-100)	7.1	ANEMOMETRO (diaria) -	1935	829
MONTAÑA DEL TACO	TENERIFE (CM-100)	7.7	ANEMOMETRO (diaria) (6)	2839	2172
BUENAVISTA (S.M.N.)	LA PALMA	6.0	ANEMOMETRO (diaria) -	2339	1331
VALVERDE	HIERRO (M-700)	7.3	ANEMOMETRO (med. mens.) (4.5)	2614	1926
RESTINGA	HIERRO (CM-124)	7.9	ANEMOMETRO (med. mens.) (6.2)	3193	1805
CERRO S. ROQUE	TENERIFE (CM-60)	6.4	ANEMOMETRO (diaria)		

ENERGIA EOLICA APROVECHABLE PARA LA AGRICULTURA

PROVINCIA: LAS PALMAS

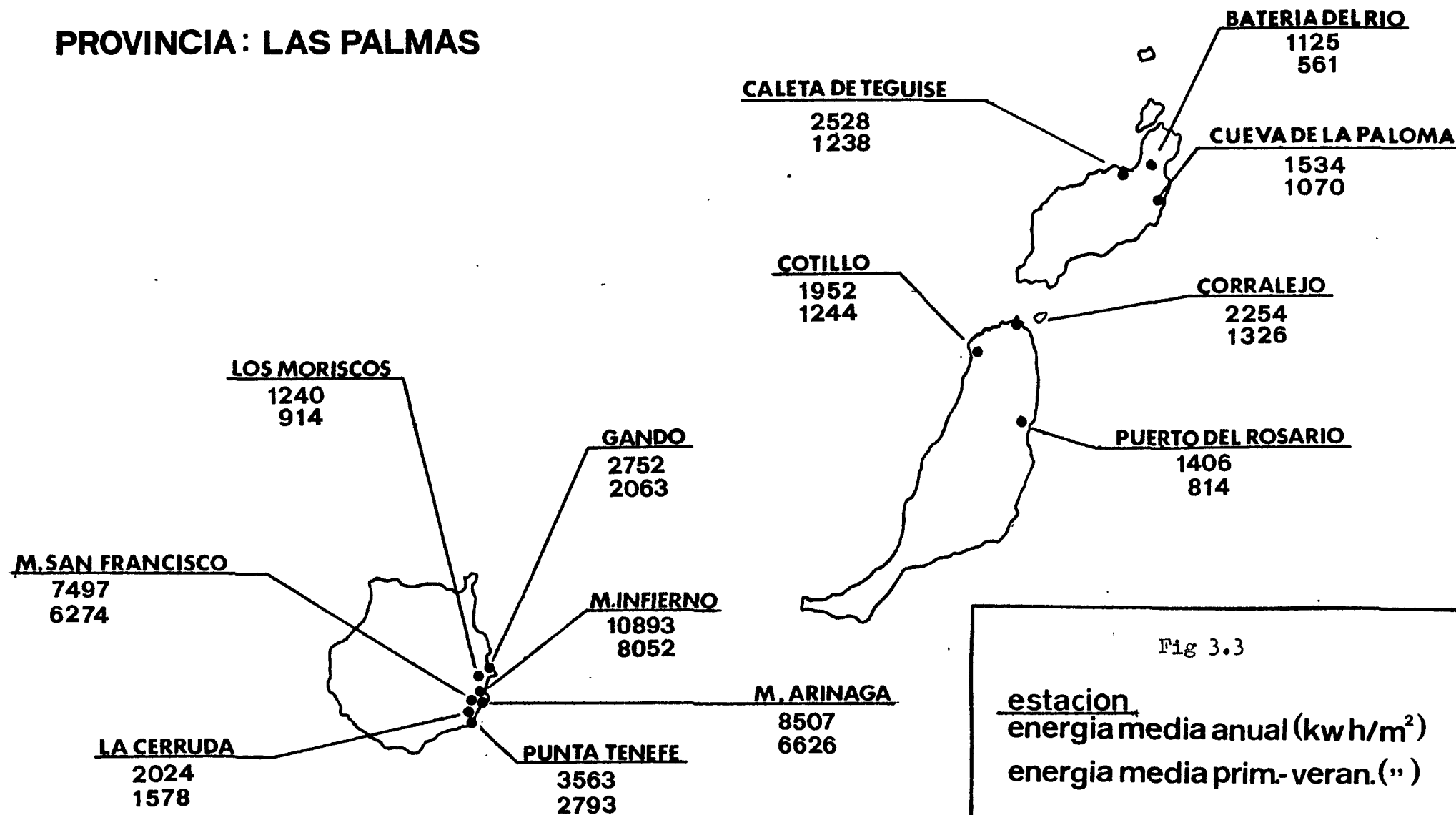


Fig 3.3

estacion
energía media anual (kwh/m²)
energía media prim.-veran. (")

ENERGIA EOLICA APROVECHABLE PARA LA AGRICULTURA

PROVINCIA: SANTA CRUZ DE TENERIFE

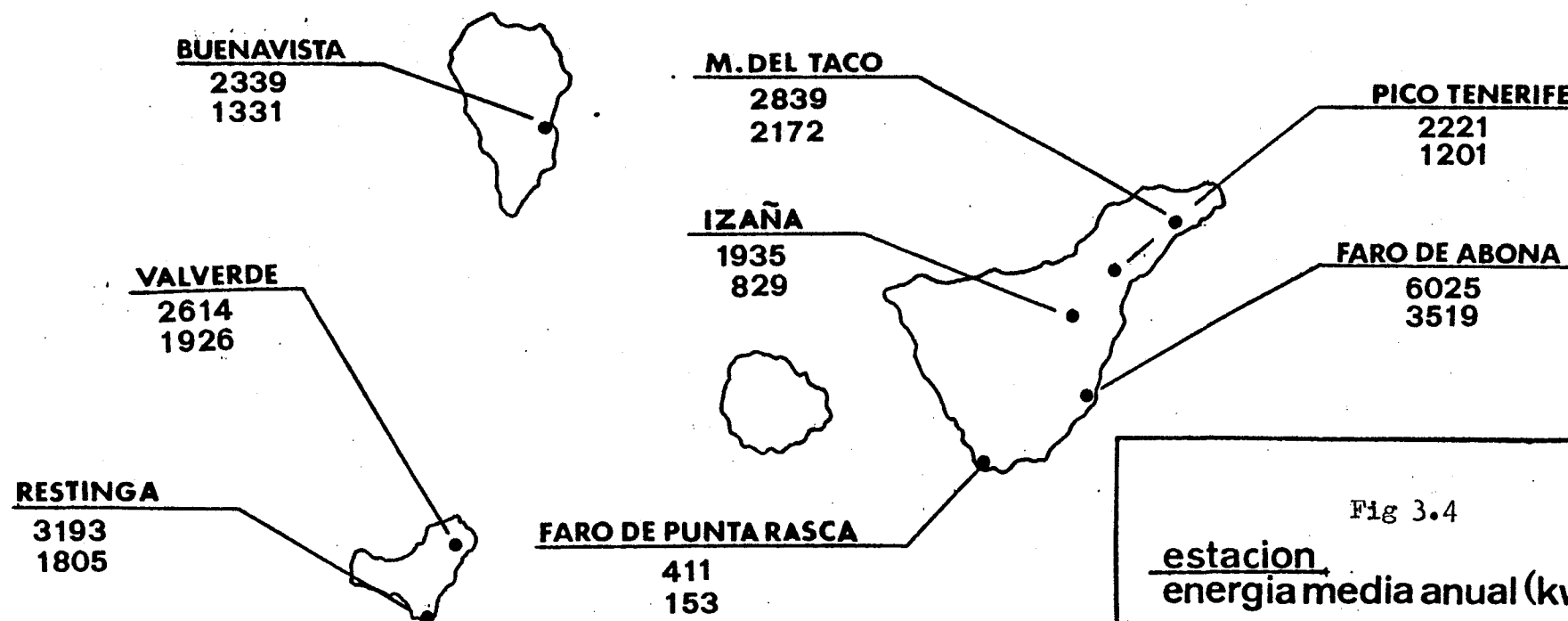


Fig 3.4

estacion
energia media anual (kwh/m²)
energia media prim.-veran. (")

3.2.- UTILIZACION DE LA ENERGIA EOLICA EN REGADIOS

La escasa pluviometría de las Islas Canarias (la media no sobrepasa los 300 mm de lluvia anual), se traduce en una gran escasez de recursos hídricos, y ha obligado a la excavación de más de 5000 pozos y a más de 1600 km de galerías; de los que se extrae anualmente unos 500 millones de m³, de los que el 80% se destinan a la agricultura.

Esta existencia de un número tan grande de pozos, muchos de ellos de gran profundidad (Cuadros 3.2 y 3.3), las instalaciones de elevación de agua, particularmente importantes en la isla de la Palma, y el riego a presión, implican una importante demanda energética que actualmente se cubre mediante la energía eléctrica principalmente y también mediante grupos moto-bomba. Esta demanda energética constituye un importante campo de aplicación para la energía eólica, ya que se adapta fácilmente a este tipo de demanda, constituyendo este trabajo un primer estudio encaminado a dicho objetivo.

La escasez de recursos hídricos, que ya han sido rebasados en Gran Canaria* y la mala calidad del agua de muchos pozos, cuya salinidad aumenta con el tiempo en muchos de ellos, está obligando a la instalación de plantas potabilizadoras de agua de mar y a instalar plantas de desalación del agua salobre de los pozos.

En el primer caso en plantas de producción medianas y pequeñas, se emplea el sistema de compresión de vapor, y en la desalación de aguas salobres se emplean preferentemente plantas de ósmosis inversa, cuya demanda está creciendo rápidamente.

* El nivel freático en esta isla ha descendido unos 100 metros en los últimos 40 años.

Ambos tipos de plantas utilizan energía eléctrica o mecánica, y podrían ser accionadas por energía eólica. Esta aplicación se juzga de positivo interés, y un estudio previo para el caso de la ósmosis inversa se incluye en el estudio de la zona de aplicación de la Granja de Los Moriscos.

- - - - -

Como principales conclusiones de este capítulo, puede señalarse que hay datos de medición de vientos suficientes para poder afirmar las excelentes condiciones eólicas de las islas Canarias, pero que son escasos para proceder a programas de actuación en la mayor parte de las islas; por lo que se considera de especial interés la realización de programas de mediciones adicionales, sobre todo en zonas en las que existan importantes planes de regadío que impliquen fuertes demandas energéticas, tal y como se pone de manifiesto y se recomienda en el estudio de las zonas de actuación.

También se considera de gran importancia el estudio pormenorizado de la demanda energética en la agricultura, tanto la actual como la de posibles planes futuros de expansión, con especial atención a las zonas en que se encuentre distante la red de energía eléctrica.

Cuadro Nº 3.2

CARACTERISTICAS DE LAS GALERIAS *

ISLA	LONGITUDES			CAUDALES l/seg		
	Total Km.	Media m.	Máxima m.	Total	Medio	Máximo
GRAN CANARIA	177'0	525	3.800	627	1'9	60'0
FUERTEVENTURA	0'3	50	150	1	0'3	5'0
LANZAROTE	2'6	380	1.383	15	2'0	10'0
TENERIFE	1.307'0	1.400	5.270	6.270	6'7	187'0
LA PALMA	179'1	1.134	4.640	1.180	7'5	72'0
GOMERA	-	-	-	10	1'3	5'0
HIERRO	9'3	770	1.997	42	3'5	25'0
Total o Media	1.675'3	1.160	5.270	8.145	5'6	187'0

(*) Según el documento: Estudio científico de los recursos de agua en las islas Canarias. Ministerio de Obras Públicas y Unesco. 1975

Cuadro Nº 3.3

CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS^{*}

ISLA	PROFUNDIDADES			CAUDALES 1/seg		
	Total /m.	Media m.	Máxima m.	Total	Medio	Máximo
GRAN CANARIA	172'6	91	350	3.200	1'7	50'0
FUERTEVENTURA	14'0	10	50	248	0'3	5'0
LANZAROTE	9'0	8	60	2	0	1
TENERIFE	11'2 ^(**)	45	304	912	4'0	67'0
LA PALMA	2'6 ^(**)	48	175	915	18'0	130'0
GOMERA	0'4	40	160	117	5'3	10'0
HIERRO	1'2	40	232	104	3'4	31'0
Total ó media	203'0	53	350	5.498	1'5	130'0

, (*) Según el documento: Estudio científico de los recursos de agua en las islas Canarias. Ministerio de Obras Públicas y Unesco. 1975

(**) Además de una cifra de 7.000 m. de galerías de pozo en Tenerife y La Palma.

4.- ZONA DE ACTUACION DE LA GRANJA DE LOS MORISCOS

4.1.- CARACTERISTICAS GENERALES Y DEMANDA ENERGETICA

La Granja Los Moriscos es una explotación agrícola perteneciente a la Caja de Ahorros Insular de Gran Canaria. Se encuentra situada en esta isla en las proximidades del aeropuerto de Gando (planos 4.1 y 4.2, Tomo 2º).

La Granja tiene diversos tipos de regadíos: horticultura, fruticultura e hidropónicos; un pozo de 100 m de profundidad con caudales de aforo de 8-9 litros/seg y una planta de ósmosis inversa.

La demanda energética de la Granja es considerable. Los datos completos de la misma, facilitados por el personal técnico de la Granja se incluyen en el Anexo 4.1. El resumen de los mismos es el siguiente:

Equipos de riego.....	35,4 kW
Equipos de humectación.	10,7 kW
Equipos de tratamientos.....	2,7 kW
Apertura y cierre de ventanas en invernaderos.....	16,2 kW
Planta de ósmosis inversa.....	77,8 kW
Pozo Moriscos.....	44,1 kW
Maquinaria diversa.....	<u>8,7 kW</u>

Total potencia instalada 195,6 kW

La planta de ósmosis inversa (excepto los grupos de limpieza y descarbonatado), y el grupo electro-bomba de elevación del agua en el pozo Moriscos funcionan en régimen de utilización continua. Los demás equipos tienen un régimen de funcionamiento, según demanda, que

no ha sido especificado, resultando:

Potencia instalada en funcionamiento continuo... 110,3 kW

Potencia instalada en funcionamiento discon-
tinuo..... 85,3 kW.

4.2.- POTENCIAL EOLICO DE LA ZONA

4.2.1.- Fuentes de datos.

En la Granja Los Moriscos existe una estación meteorológica en la que se mide la velocidad y dirección del viento desde hace dos años. Los datos de estas mediciones, facilitadas por el personal técnico de la Granja se incluyen en el Anexo 4.2, y una vez elaborados se adjuntan en los cuadros 4.1 y 4.2 y figuras 4.1 y 4.2.

Los dos años de medición constituyen un tiempo relativamente corto, pero es suficiente para afirmar que la velocidad media del viento obtenida, $\bar{V} = 5,36 \text{ m/seg}$ y la energía media anual 1240 kW h/m^2 corresponden a valores modestos, típicos de una zona llana (Fotografía 4.1) sometida a los vientos alisios. Estos valores de velocidades medias y energías, son también del mismo orden de magnitud que los obtenidos de los datos medidos por el Instituto Nacional de Meteorología en el aeropuerto Nacional de Gando, que se encuentra a una distancia de poco más de un km de la Granja.

La Granja está situada en una ladera de suave pendiente, comprendida entre las cotas 50 y 90 m. La estación meteorológica se encuentra en su parte inferior, pero dada la topografía sensiblemente llana de la Granja, no es de esperar que dentro de su perímetro haya zonas de vientos sustancialmente mayores que los medidos en la estación meteorológica.

Los valores anteriormente citados de velocidad media y energía no son suficientes para la realización de un programa eólico de la importancia que requiere la fuerte demanda energética de la Granja de Los Moriscos. Es pues necesario situar la aeroturbina fuera del recinto de la Granja.

Afortunadamente, próxima a la Granja (a algo menos de 2 km)

se encuentra situada la montaña de Malfú (Planos 4.1, 4.2, y 4.3 y Fotografía 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5) que en principio presenta excelentes características. Esta montaña, de 249 m de altura, tiene su cima redondeada, laderas suaves y desprovistas de arbolado, y no existen obstáculos próximos ni lejanos en la dirección del alisio (Fotografías 4.5 y 4.6), todas ellas circunstancias favorables para la existencia de un elevado potencial eólico; lo que resulta especialmente importante por no existir fáciles soluciones alternativas, ya que otras posibles montañas o elevaciones se encuentran bastante alejadas (Fotografía 4.7) o no parecen adecuadas.

Se visitó la montaña y se encontró que era de fácil acceso. En sus proximidades existe una línea de alta tensión, por lo que existe la posibilidad de que en planes futuros podrían combinarse programas agrícolas con programas de producción de energía eléctrica.

Como era de esperar, no existen datos de vientos en la montaña de Malfú. Afortunadamente la Comisión Nacional de Energías Especiales es sus programas de mediciones en las islas Canarias realizó mediciones de vientos en montañas relativamente próximas a la de Malfú: montaña del Infierno o del Diablo, a 5,5 km, montaña de San Francisco, a 6,5 km; y montaña de Arinaga, a 7km (Planos 4.2, 4.3 y 4.4). Todos estos puntos de medición están en la misma zona eólica que la montaña de Malfú y tienen la misma topografía general, ya que son montañas que se elevan aisladamente en la misma llanura.

También se cuenta con los datos del aeropuerto de Gando, situado en zona llana y a una distancia de unos 3 km de la montaña de Malfú.

En el cuadro 4.3 se resumen los emplazamientos, equipos de medida, puntos de medición y características de las medidas efectuadas.

4.2.2.- Tratamiento de datos y presentación de resultados.

Para definir con la precisión adecuada el potencial eólico de la zona es necesario determinar en primer lugar la energía eólica anual, obtenida a partir de las observaciones efectuadas en un período largo de tiempo, preferiblemente 5 años o más. En segundo lugar es necesario determinar la velocidad media del viento y su distribución temporal, siendo usual reflejar ésta última característica mediante curva de distribución anual de velocidad acumulada o curva de duración de velocidad.

Por otra parte en el caso de que la energía eólica haya de satisfacer por sí misma (sin ayuda de la energía eléctrica) a una demanda energética conocida, constante o variable en función del tiempo (riegos, ósmosis inversa), es necesario conocer la posible variación media durante el año en la energía eólica producida, para que puedan calcularse los requerimientos de acumulación de agua. Para ello hay que determinar:

- Distribución mensual de velocidad media y de energía eólica.
- Número de períodos de vientos no utilizables o "calmas"[‡] a lo largo del año en función de su duración.
- Distribución temporal de las "calmas".

En la zona que se está analizando sólo se dispone de datos diarios en las estaciones de Gando y montaña del Infierno. En la primera,

[‡] De acuerdo con lo indicado en el capítulo 3, se entiende por calmas, períodos de viento no utilizables para la producción de energía eólica, teniendo, por tanto, distinto significado que en Meteorología.

como se ha mencionado antes, el instrumento de medida es un anemómetro, con lo que, conociendo la distribución media de velocidad a lo largo de cinco años, se obtiene la de energías diarias mediante la expresión:

$$E_d = \frac{1}{2} \rho V_d^3 \times 24 \text{ hr}$$

Tomándose $\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$ como valor medio.

La energía mensual se obtiene simplemente sumando las energías diarias.

La experiencia demuestra, que aunque una estimación correcta de la energía mensual tendría que venir dada a partir de datos en cada instante, se consigue suficiente aproximación a partir de datos horarios. El empleo de velocidades medias diarias supondrá por tanto una subestimación inferior en todo caso a un 10%.

En la estación de montaña del Infierno, el equipo de medida es un energímetro con lo que la energía se obtiene directamente. La velocidad media diaria se obtendrá a partir de la expresión:

$$V_d = \sqrt[3]{\frac{2 \cdot E_d}{\rho \cdot 24}}$$

En el resto de las estaciones de observación solo se dispone de valores medios mensuales, con lo que las distribuciones de energía representan una estimación del potencial eólico por defecto y en consecuencia los valores de energía del viento serán un poco superiores a los que se muestran. La inexistencia de datos diarios no permita calcular la distribución de velocidad acumulada en estas estaciones.

La distribución mensual de energía obtenida en las distintas estaciones se presenta en los cuadros 4.4 a 4.7. La distribución de energías mensuales y su probabilidad en montaña del Infierno (única calculable) viene representada en el cuadro 4.8 y Figura 4.3. Estas figu-

ras se han calculado tomando los valores máximos o mínimos de cada mes con independencia del año, representando por tanto valores estadísticos máximos y mínimos absolutos mensuales durante un largo período de 10 años.

Los resultados del tratamiento de datos sobre velocidad se presentan en la Figura 4.4 que muestra la distribución mensual de velocidad media en las distintas estaciones, mientras que los datos de distribución anual de velocidad acumulada en las estaciones de Gando y montaña del Infierno se presentan en los Cuadros 4.9 y 4.10 y Figuras 4.5-4.6, la primera obtenida a partir de medias diarias y la segunda a partir de medias horarias. Ambas curvas adimensionalizadas con sus respectivas velocidades medias, se representan en las Figuras 4.7 y 4.8.

Estas curvas se aproximan mediante la denominada distribución de Weibull:

$$t \text{ (hr)} = 8760 e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}$$

en la que k y c son parámetros que se obtienen a partir de las medidas lineales y cúbicas de la velocidad del viento, mediante las expresiones:

$$\frac{\overline{V^3}}{\bar{V}^3} = \frac{\Gamma\left(\frac{3}{k}+1\right)}{\Gamma\left(\frac{1}{k}+1\right)}$$

en la que Γ es la conocida función:

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} \cdot e^{-t} dt$$

que se encuentra tabulada.

Esta distribución de Weibull se aplica a la montaña del Infierno (Figura 4.9) mostrándose que coincide muy aproximadamente con la curva medida de distribución.

Si se toma $k=2$ en las fórmulas de distribución de Weibull,

se obtiene la denominada distribución de Raleigh, que depende únicamente del parámetro c , que a su vez sólo depende del viento medio en el lugar, siendo por tanto menos flexible.

En el caso de la montaña del Infierno, se obtiene $k=2,04$, confirmando el hecho de que en zonas de elevado potencial eólico la curva de distribución de Raleigh tiende a la de Weibull.

Estas curvas de distribución de Raleigh y Weibull son útiles para el cálculo de la energía producida por aeroturbinas en determinado lugar ^{*}.

Finalmente, en los Cuadros 4.11 y 4.12 se incluyen para la montaña del Infierno los datos de vientos no utilizables para la producción de energía eólica, señalándose su duración a lo largo de cada mes y en la Figura 4.10 se muestra la distribución dichos períodos a lo largo del año.

4.2.3.- Análisis de los resultados. Aplicación a la montaña de Malfú

Las tres montañas del Infierno, Arinaga y San Francisco presentan topografías semejantes en cuanto a que las tres son elevaciones con pendientes suaves y relativamente aisladas en medio de una llanura.

Obstáculos de esta naturaleza aumentan considerablemente la velocidad del viento, y con esto y en mucha mayor medida la energía eó-

^{*} En Estados Unidos, en un reciente programa nacional se han determinado los parámetros k y c de la distribución de Weibull y la velocidad media del viento en 139 estaciones distribuidas en 47 estados.

lica, pudiendo observarse que sus características eólicas son muy parecidas (Figura 4.4).

Si se comparan las velocidades medias del viento en las tres montañas con la velocidad media en la estación meteorológica de Gando, situado a barlovento de ellas respecto a los vientos alisios, se obtienen los siguientes resultados:

	\bar{V} m/seg	\bar{V}/V Gando	Altura sobre el nivel del mar, m.
M ^a de Arinaga	10,9	2,03	190
M ^a de San Francisco	10,4	1,94	90
M ^a del Infierno	10,2	1,90	95

Es decir, valores muy semejantes para los tres, confirmando en primer lugar el aumento considerable de la velocidad del viento, y en segundo que para el valor de este aumento es más importante la forma de la montaña que la altura (entre ciertos límites).

Aunque la montaña de Malfú se encuentra situada algo distante de las montañas citadas y más hacia el interior de la isla, se espera que por sus condiciones topográficas locales y generales (sobresale de una llanura, laderas suaves y cumbre redondeada), tenga unas condiciones semejantes de viento a las de las otras tres montañas, en particular respecto a las de la montaña del Infierno, ya que incluso sus laderas son ambas suaves y de pendientes parecidas.

Esto parece confirmarlo los resultados de un corto período de mediciones de viento en la cima de la montaña Marfú realizada por el personal de la Granja, programa que fue organizado a partir de la visita efectuada a la Granja, midiéndose la velocidad del viento con un anemómetro portátil tres veces al día y comparando los resultados con los obtenidos al mismo tiempo en los Moriscos y en la estación meteorológica.

ca de Gando, en la que amablemente se ofrecieron a facilitarlos.

Aunque este plazo de tiempo es extremadamente corto, los datos obtenidos (Cuadro 4.13) confirman, en primera aproximación, la suposición de que la velocidad media del viento en la montaña de Malfú es del mismo orden que el de la montaña del Infierno[†]

Así pues, para este estudio, se admitirá que las condiciones eólicas en la montaña de Malfú son análogas a las de la montaña del Infierno, tomándose por los cálculos de la energía producida en la misma ley de distribución de velocidades del viento.

Esta energía se corregirá posteriormente añadiéndole el incremento que se produce por el efecto de capa límite, es decir por la diferencia de energías que existe entre la altura de punto de medición y la altura del buje de la aeroturbina que vaya a instalarse.

Como datos adicionales para las especificaciones de las aeroturbinas, se insertan en el cuadro 4.14 las distribuciones anuales de velocidades máximas y mínimas del viento de la montaña del Infierno, valores que serán aplicados a la montaña de Malfú.

Es importante señalar que toda la Granja de los Moriscos y aún la montaña de Malfú quedan dentro de la zona de servidumbre aérea del aeropuerto de Gando; pero no dentro de sus zonas de aproximación (entrada y salida). En el plano 4.4 y figura 4.11 se muestran estas zonas de servidumbre aérea y los perfiles verticales de las mismas.

Consultados extraoficialmente técnicos de la Subsecretaría de Aviación Civil, estiman que creen factible la obtención de autoriza-

[†] En el programa de actuación se propone llevar a cabo un programa de medición de vientos en esta montaña con una instalación permanente de registro.

ción para emplazar una aeroturbina, con su balizamiento reglamentario, en la citada montaña.

4.3.- PLAN DE ACTUACION

4.3.1.- Posibles planes de actuación

Al existir energía eléctrica en las instalaciones de la Granja Los Moriscos puede proponerse un plan de actuación del tipo de "energía eólica asistida por energía eléctrica".

En un programa de esta clase se conectan al equipo o equipos que se tratan de accionar tanto la línea eléctrica que transmite la energía generada por la aeroturbina, como la red eléctrica general de la isla. Esta conexión se efectúa de manera que la red suministra la energía necesaria para satisfacer la demanda en los períodos en los que la energía eólica disminuya. También existe la posibilidad de que la electricidad generada por la aeroturbina se suministre a la red, si la potencia de esta aeroturbina es superior a la potencia de los equipos a accionar en períodos de baja demanda energética o en períodos de alto potencial eólico.

No existe legislación en España que especifique en qué condiciones puede efectuarse este tipo de conexión a la red (sistemas de conexión, diferencias admisibles de tensiones y frecuencias, mecanismos de seguridad, etc), y por tanto tampoco se ha legislado sobre el aspecto económico de la cuestión.

Legislación y especificaciones completas sobre esta materia existen ya en Dinamarca para aeroturbinas de potencias inferiores a 500 kW que pueden de esta forma ser instaladas por cualquier empresa e incluso por un particular.

Este tipo de programa de energía eólica asistida por energía eléctrica podría llevarse a cabo en la Granja Los Moriscos, gestionando

* Small Wind Mills in Denmark, por H. Peterson. Risø National Laboratory. Wind Engineering. N° 2, 1980.

con UNELCO el problema de la conexión a la red antes de proceder a la fase de realización del programa.

Se propondrá pues un plan de actuación de esta clase, tratando en primer lugar de la selección y especificaciones de las aeroturbinas y el cálculo de la energía producida por las mismas; para pasar a continuación al estudio de la obra civil e instalaciones eléctricas, terminado con una valoración económica del coste de la inversión del programa y del coste de la energía eléctrica producida. También se incluirá un programa de medición de vientos.

Alternativamente, se propondrá también un plan de actuación de tipo autónomo, en el que la energía producida por la aeroturbina se destina al accionamiento de la planta de ósmosis inversa, sin conexión a la red. Como se verá, este programa se juzga de plena actualidad y de gran y creciente interés para la agricultura en las islas Canarias.

4.3.2.- Plan de actuación asistido por energía eólica. Selección de aeroturbinas.

Existen dos posibles soluciones:

- a) Cubrir solamente parte de la demanda mediante una aeroturbina de 100 kW, que ofrecerá la gran ventaja que sería de tecnología nacional. Con esta aeroturbina se cubrirá la mayor parte de la demanda continua (110 kW), no previéndose suministro de energía eléctrica a la red de la isla.
- b) Instalar una aeroturbina de 200 kW, de potencia ligeramente superior al total de potencia instalada. Con esta aeroturbina habrá que prever que se suministrase energía a la red de UNELCO en períodos de baja demanda energética y alto potencial eólico.

Para instalar este tipo de aeroturbinas existen a su vez dos posibles soluciones:

- b₁) Adquirir una turbina en el extranjero.
- b₂) Desarrollar una turbina nacional de 200 kW a partir de la de 100 kW, solución posible que se tratará más adelante.

4.3.2.1.- Aeroturbina de 100 kW.

En España se encuentra en desarrollo una aeroturbina de 100 kW que será instalada junto a Tarifa, conectada a la red de energía eléctrica. Este proyecto fue promovido e iniciado por el Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA), quien llevó a cabo la selección del emplazamiento, cálculos aerodinámicos, performances y primeros cálculos aerelásticos^{*}. Actualmente, el proyecto está a cargo del Centro de Estudios de la Energía; y está siendo desarrollado por las empresas Sener, y Construcciones Aeronáuticas con la colaboración del INTA.

Esta aeroturbina presenta la ventaja de que además de ser de tecnología nacional, fue diseñada para un emplazamiento (el Cerro del Cabrito), cuyas características eólicas son muy semejantes a las existentes en la montaña del Infierno (véase Figura 4.12), por lo que podría utilizarse la aeroturbina en la montaña de Malfú sin modificación alguna si, como parece probable, en esta montaña existen análogas condiciones eólicas a las de la montaña del Infierno.

Consultado el Centro de Estudios de la Energía manifestaron que no habría inconveniente en fabricar una segunda aeroturbina y que su coste, a título informativo, estiman estaría comprendido entre 25 y 30 mi

^{*} Véanse referencias.

llones de pesetas. Así pues, para el estudio económico del plan de actuación se tomará como coste de la aeroturbina la cifra de 27,5 millones de pesetas (torre incluida).

Se espera que la aeroturbina esté construida en un plazo de 12 a 18 meses.

Las características y actuaciones más importantes de la aeroturbina son las siguientes:

AEROTURBINA INTA-CEE DE 100 KW

ROTOR

Nº de Palas.....	2
Diámetro.....	17 m.
Régimen.. ..	140 r.p.m.
Posición.....	Sotavento de la torre (downwind)
Regulación.....	Control de paso.
Angulo de conicidad.....	4º

PALAS

Material.....	Aluminio.
Perfil.....	NACA 230 XX
Torsión.....	11,8º
Cuerda en la base.....	1 m.
Cuerda en el extremo.....	0,17 m
Espesor máximo en la base.....	0,40 m
Espesor máximo en el extremo.....	0,02 m

SISTEMA DE CONTROL

Control.....	Controladores analógicos y sistema PLC (Programmable Logic Controller) para me- canismos de seguridad.
Actuador de paso.....	Hidráulico.

Control de orientación..... Motor eléctrico.
Velocidad de orientación.. 1/6 r.p.m.
Frenos..... 2 de disco.

GENERADOR Y TRANSMISION

Transmisión..... Engranajes
Multiplicación..... 10/1
Generador..... Síncrono C.A.
Potencia nominal..... 140 KVA
Voltaje..... 380 V, 3 fases
Régimen..... 1.800 r.p.m.
Frecuencia..... 50 Hz.

ACTUACIONES

, Potencia nominal..... 100 kW
Velocidad del viento de corte..... 6,4 m/seg
Velocidad del viento nominal..... 12 m/seg
Velocidad máxima del viento..... 25 m/seg.

TORRE

Tipo..... Cilíndrico, cerrada
Altura..... 20 m.

Se calcula la energía generada por esta aeroturbina en la montaña del Infierno (asimilada a la montaña de Malfú) utilizando la curva potencia - horas en la citada montaña (Figura 4.13), y los datos de viento nominal y de corte, y las curvas de performances de dicha turbina, de las que se obtienen la curva ABE. La energía, representada por la curva ABCD es igual a 436.100 kW h/año de energía eléctrica (ya incluidas las pérdidas en generador y transmisión).

Como es sabido, a causa del rozamiento del viento contra el suelo, su velocidad aumenta con la altura (efecto de capa límite). Como ley de variación se toma una expresión de la forma:

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^\alpha$$

en la que V_2 y V_1 son las velocidades estacionarias del viento a las alturas Z_2 y Z_1 .

El exponente α se determina experimentalmente, dependiendo de la naturaleza del terreno y de la velocidad del viento.

Existen numerosas expresiones semi-empíricas y gráficos que proporcionan el valor de este exponente^{*}, pero teniendo en cuenta el grado de aproximación necesario para este trabajo, (no se conocen todavía los datos directos de vientos de la montaña de Malfú) se tomará simplemente el valor $\alpha = 0,16$, que se recomienda se tome como valor medio más probable en ausencia de datos experimentales.

Con $Z_1 = 11$ m (Cuadro 4.3) y $Z_2 = 20$ m (altura del buje de la aeroturbina de 100 kW, resulta:

$$\frac{V_2}{V_1} = 1,10$$

Efectuada la correspondiente corrección para la energía se obtiene:

$$E = 511.000 \text{ kW h/ año (eléctricos)}$$

4.3.2.2.- Aeroturbina de 200 kW.

Si se considera preferible cubrir toda la demanda energética de la Granja emplazando para ello una aeroturbina de 200 kW, se estima que la opción que permitiría un plan de acción más rápido sería la ad-

^{*} Modified Power Law Equations for Vertical Wind Profiles. A.M. Spera & T.R. Richards. U.S. Department of Energy, 1979.

quisición de la aeroturbina DOE - NASA Mod OA de 200 kW, perteneciente al Departamento de Energía de los Estados Unidos, ya que existen varios modelos de esta aeroturbina contruidos y ensayados, y posiblemente podría llegarse a un acuerdo con dicho Departamento para su adquisición.

Otra posibilidad sería la de desarrollar esta aeroturbina de 200 kW a partir de la aeroturbina nacional de 100 kW. Se estima que este desarrollo no sería demasiado costoso, ya que podrían conservarse un importante número de elementos de la misma[†], en particular todo el equipo de control.

Los datos más importantes de la aeroturbina de 200 kW son los siguientes:

AEROTURBINA DOE - NASA MOD OA DE 200 KW

ROTOR

Nº de Palas.....	2
Diámetro.....	37,5 m
Régimen.....	40 r.p.m.
Posición....	Downwind (Sotavento de la torre).
Regulación.....	Control de paso.
Angulo de conicidad.....	7°

PALAS

Material.....	Aluminio
Perfil.....	230 XX
Torsión.....	26,5°
Cuerda en extremo.....	0,45 m
Cuerda en raiz.....	1,2 m.

SISTEMA DE CONTROL

Control.....	Microprocesador.
--------------	------------------

[†] Esta cuestión ha sido tratada con la empresa Ingeniería Sener, responsable del diseño de estos equipos.

Actuador de paso..... Hidráulico.
 Control de orientación..... Motor eléctrico.
 Velocidad de orientación..... 1/6 r.p.m.
 Frenos..... 2 de disco.

GENERADOR Y TRANSMISION

Transmisión..... Engranajes
 Multiplicación..... 45:1
 Generador..... Síncrono C.A.
 Potencia Nominal..... 250 KVA
 Voltaje..... 480 V, 3 fases.
 Velocidad..... 1.800 r.p.m.
 Frecuencia..... 60 Hz.

ACTUACIONES

Potencia nominal..... 200 kW
 Velocidad de corte..... 4 m/seg
 Velocidad nominal..... 9,8 m/seg
 Velocidad máxima..... 17,8 m/seg

TORRE

Tipo..... Entramado de tubos
 Altura..... 28 m.

Con los datos de vientos nominal, máximo y corte, y aproximando mediante una línea recta el tramo AB (Figura 4.13), y considerando que la altura del buje de la aeroturbina está en este caso a 28 m del suelo, se obtiene como valor de la energía anual producida:

$$E = 1.014.900 \text{ kW h.}$$

es decir, un poco menos del doble que con la aeroturbina CEE-INTA de 100 kW.

Como esta aeroturbina no es comercial no puede fijarse su costo, ya que incluso sería negociable con los Estados Unidos; pudiendo llevarse a cabo, por ejemplo, un programa conjunto, o incluso fabricarse la aeroturbina parcialmente en España.

Según los datos reseñados en el Capítulo 2 (Figura 2.3), el precio de una aeroturbina de esta clase, en fase de cuarto o quinto prototipos, podría ser del orden de unas 250.000 pts/kW, fijándose, por tanto, un precio indicativo de 50 millones de pesetas.

4.3.3. Obra civil

4.3.3.1 Descripción de los terrenos.

El lugar de la instalación de la aeroturbina es como ya se ha indicado la Montaña de Malfú.

Los materiales que la componen son conglomerados volcánicos de baja densidad colapsables, que por la acción erosiva del viento y el agua se han descompuesto en sus capas superiores y de menor cohesión formando cuevas y grietas. Este efecto se hace más ostensible en la cumbre de la montaña, lugar donde debe instalarse la aeroturbina (fotografía 4.4.).

En las zonas más bajas de las laderas se aprecia una carbonatación del terreno, en su parte superior, producida por la acción de las aguas.

4.3.3.2. Obras que se consideran.

Estas son: Cimentación de la aeroturbina, camino de acceso, fondo de saco y aparcamiento, caseta de control y vigilancia, casetas de transformación y tendido de la línea de transporte de energía a la Granja de los Moriscos de 6.500 voltios.

4.3.3.3 Cimentación de la aeroturbina.

Debido a la falta de homogeneidad del terreno en la zona de la cumbre, donde debe cimentarse la aeroturbina, es necesario efectuar sondeos que determinen, entre otras, la existencia de

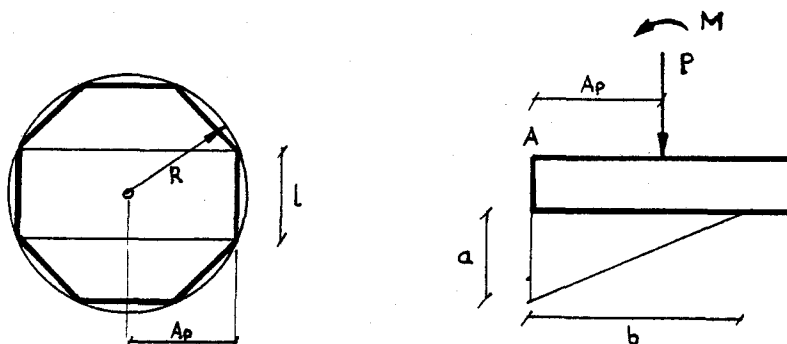
cuevas o grietas bajo la cimentación, así como los ensayos geotécnicos que determinen el grado de colapsabilidad del suelo y sus características geotécnicas.

A falta de estos datos y con objeto de tener un orden de magnitud del coste de la cimentación, efectuamos un cálculo simplificado de la misma, ateniéndonos a las siguientes hipótesis:

- a) Suponemos un suelo cuya carga admisible es igual ó superior a 2 Kg/cm².
- b) Consideramos una cimentación superficial de tipo elástico consistente en una placa octogonal de hormigón armado.
- c) Las tensiones se reparten sobre el terreno en forma de ley triangular sobre la faja de anchura igual al lado del octógono, no considerando a efectos de transmisión el resto de la placa. Con esta hipótesis estamos del lado de la seguridad.
- d) Suponemos en esta faja una rigidez transversal infinita.

Los esfuerzos a soportar son para una aeroturbina de 100 KW; un peso de 20 Tm., un momento variable en orientación de 61,2 mTm. y un momento torsor de 5,15 mTm.

Para una aeroturbina de 200 KW. el peso será de 56 Tm., el momento de 126 mTm. y el momento torsor de 14,57 mTm.



el lado del octógono en función del radio de la circunferencia circunscrita es,

$$l = 2 R. 0,3827$$

y su apotema

$$A_p = R. 0,9239$$

igualando esfuerzos verticales tenemos,

$$20 = \frac{1}{2} a.b \times 2 R. 0,3827 \quad (1)$$

Tomando momentos en A tenemos,

$$20.A_p - 61,2 = \frac{1}{6} a b^2 \times 2R \times 0,3827 \quad (2)$$

de (1)

$$a b = \frac{20}{R.0,3827} \quad "$$

entrando en (2) obtenemos

$$20.R.0,9239 - 61,2 = \frac{1}{6} b \cdot \frac{20}{R.0,3827} \times 2R.0,3827 = \frac{1}{3} \frac{20^2}{R.0,3827} a$$

$$a = \frac{20^2}{3R.0,3827 (20R.0,9239 - 61,2)}$$

haciendo $R = 4$ m. tenemos un valor de $a = 6,85$ Tm/m².

es decir $\frac{\text{Tensión admisible}}{\text{Tensión máx. obtenida}} = \frac{2}{0,685} = 3$ " luego es aceptable

$$b = 1,9 \text{ m.}$$

Este valor tan bajo de b es debido al valor tan fuerte del momento respecto a la carga puntual.

El momento obtenido por las reacciones del terreno en la rebanada de 1 m. de anchura que pase por el centro del octógono y perpendicular a la directriz será:

$$M = \frac{1}{2} 6,85 \times 1,9 \times (R.0,9239 - \frac{1}{3} 1,9) = 19,93 \text{ mTm.}$$

El momento de cálculo será $M_d = 31,88 \approx 32 \text{ mTm.}$

Consideramos un hormigón de 175 Kg/cm². de resistencia característica.

Para un espesor de placa de 0,8 m. se requiere una capacidad mecánica de 43,76 Tm.

Para unos costes unitarios de 3.500 pts/m³. para el hormigón de 175 Kg/cm². de consistencia plástica y de 60 pts/Kg. para el acero corrugado de 4.200 Kg/cm². de límite elástico, el precio del m². de cimentación correspondiente a la suma de costos de estos materiales sería de 4.290,-pts.

Si el espesor es 0,6 m. la capacidad mecánica es de 61 Tm. y el coste del m². sería de 3.780,-pts.

Para un espesor de 0,5 m. la capacidad mecánica es de 76,7 y el coste será de 3.825,-pts/m².

Resultando el valor más económico para una placa de 0,6 m. de espesor.

Efectuando cálculos análogos para una aeroturbina de 200 KW. tendremos:

$$56 = a.b. R. 0,3827$$

$$56x a_p - 126 = \frac{1}{6} b \times \frac{56}{R.0,3827} \cdot 2R. 0,3827 = \frac{56^2}{3.R.0,3827 a}$$

$$a = \frac{56^2}{3R.0,3827 (56.R.0,9239 - 126)}$$

para $R = 4,5 \text{ m.} \quad a = 5,68 \text{ Tm/m}^2 \quad b = 5,72 \text{ m.}$

se obtiene un coeficiente de seguridad superior a 3.

La tensión en el terreno en el centro de la placa será:

$$a = \frac{5,68}{5,72} (5,72 - 4,5 \times 0,9239) = 1,55 \text{ Tm/m}^2.$$

El valor del momento en la rebanada central será:

$$M = \frac{1,55 \times 4,5^2 \times 0,9239^2}{2} + \frac{1}{6} 4,5^2 \times 0,9239^2 (5,68 - 1,55) = 25,29 \text{ mTm}.$$

El momento de cálculo será $M_d = 40,46 \text{ mTm}$.

La placa más económica se obtiene para un espesor de 0,7 m.

Con esta solución se efectuaría una mejor transmisión al terreno de las tensiones, originadas fundamentalmente por los fuertes momentos que transmite la estructura, quedando estos reducidos por la inserción entre el cimiento y el terreno de una capa de material granular.

El hormigonado debe efectuarse en las paredes de la cimentación, directamente sobre el terreno con objeto de conseguir que las cuñas del octógono desarrollen la resistencia al empuje pasivo del terreno, ayudando así a absorber el momento torsor.

Los costes de las cimentaciones incluyendo excavación a 2 m. de profundidad, materiales y mano de obra serían unas 300.000,-pts. para la aeroturbina de 100 KW. y 400.000,-pts. para la de 200 KW.

4.3.3.4. Camino de acceso.

El acceso se efectúa aprovechando el camino existente que lleva hasta unos 80 m. de la cumbre de la montaña. La longitud total es de unos 950 m. y su anchura de 3 m. Dispondrá de cuneta y - en la cumbre se efectuará un fondo de saco circunvalando la cimentación de la aeroturbina dado el poco espacio disponible (20 m. x 30 m.)

En las inmediaciones de la caseta situada dentro del fondo de saco y en el espacio entre ésta y la cimentación de la aeroturbina se efectuará una explanación para aparcamientos.

Dado el ligero tráfico que se prevé como las buenas condiciones del terreno, (conglomerados volcánicos cementados y en algunos tramos con incrustaciones de carbonato cálcico depositado - por las aguas), estimamos que no es necesario efectuar una capa de rodadura con material bituminoso, por lo que las obras se limitarían a modificar ligeramente el perfil del mismo mejorando la explanada actual, reducir pendientes y abrir la nueva traza de los últimos 80 m. del tramo de la cumbre, dedicando los sobrantes de la excavación a rellenar las cuevas efectuadas por la erosión del viento.

Estimamos que el coste de las obras descritas incluyendo el aparcamiento para 5-6 vehículos no debería sobrepasar la cantidad de 750.000,-pts.

4.3.3.5. Caseta de control y vigilancia.

Esta caseta está destinada a ubicar el cuadro de control de la aeroturbina. Dispondrá de una estancia de 4 x 4 m. donde se encontrará dicho cuadro, así como una mesa para el operario, un servicio de 2 x 1,5 m. con inodoro y lavabo y un cuarto para almacenar el material de repuesto y las herramientas, de dimensiones 2 x 2,5 m.

Las dimensiones totales son de 6x4 m.

El tipo de construcción es el habitual de la zona, obra de fábrica de bloques de hormigón, enfoscado y encalado y cubierta plana.

El coste calculado es de unas 450.000,-pts.

4.3.3.6. Coste de instalaciones eléctricas.

En las especificaciones del programa no se incluye el estudio de las instalaciones eléctricas, no obstante para poder comparar costos la estudiaremos.

La aeroturbina genera corriente alterna a 380 voltios - que es necesario elevar a 6.500 voltios para reducir los costes de transporte. Esto se efectúa mediante una línea aérea de unos 2.000 m. de longitud hasta las inmediaciones del transformador existente en la Granja de los Moriscos, donde se instalará un centro de transformación de 6.500 V - 380 V, tensión ésta última en la que se efectúa la conexión a la red de distribución existente mediante un dispositivo automático de conexión o desconexión según se disponga de suficiente tensión o no en la aeroturbina.

Los costes de los dos centros transformadores para una potencia de 100 KW. y una transformación de 380 V. a 6.500 V., o viceversa, son del orden de 1.500.000,-pts., cada uno. Si la potencia es de 200 KW. este coste se eleva a 2.000.000,-pts., por centro de transformación.

Estos se ubicarán cada uno en una caseta de transformación de 3,6 m. x 2,5 m., calculado el coste de cada una en unas 350.000,-pts.

El coste de la línea se calcula en unas 2.500.000,-pts. y el cuadro de maniobra en baja, unas 320.000,-pts.

En resumen, el costo total sería de unas 6.520.000,-pts., para una aeroturbina de 100 KW. de potencia y de 7.520.000,-pts., - para una de 200 KW.

4.3.4.- Valoración del proyecto

4.3.4.1.- Turbina nacional de 100 kW.

a) Costes de inversión

- Aeroturbina instalada:

Aeroturbina.....	27.500.000 pts.
Transporte e instalación (10%).....	<u>2.750.000 pts</u>
Total aeroturbina.....	30.250.000 pts

- Obra civil:

Cimentación.....	300.000 pts
Camino de acceso y aparcamiento.....	750.000 pts
Caseta de control.....	<u>450.000 pts</u>
Total obra civil.....	1.500.000 pts

- Instalación eléctrica:

Línea a 6.500 V.....	2.500.000 pts
Dos centros de transformación.....	3.000.000 pts
Dos casetas para estos centros.....	700.000 pts
Cuadro de mando y control en baja tensión.....	<u>320.000 pts</u>
Total instalación eléctrica...	6.520.000 pts

- Total programa..... 38.270.000 pts

b) Coste energía eléctrica producida

- Hipótesis:

Vida.....30 años, tanto para
aeroturbinas como
para instalaciones.

Mantenimiento y costes operacionales..... 1% anual del coste de inversión*

Factor de utilización..... 0,90*

Intereses..... 10%* *

- Energía producida:

Energía máxima producible..... $E_{\max} = 511.000 \text{ kW año.}$

Energía producida..... $E = 0,90 E_{\max} = 459.900 \text{ kW h/ año}$

Mediante la fórmula ya expuesta en el Capítulo 2º:

$$\text{Coste} = \frac{C_I \times A + CM}{E_{\max} \times f}$$

Se obtienen:

b₁) Coste energía sin incluir obra civil ni instalaciones eléctricas.

$C_I = 30.250.000 \text{ pts.}$

$$A = \frac{C_I r (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} = 0.106 C_I \quad (n=30, r=0.04)$$

Coste anual de inversión..... 3.206.500 pts**

Mantenimiento..... 302.500 pts

Total anual..... 3.509.000 pts

Energía producida..... 459.900 kW h.

COSTE KW h..... 7,63 pts

* Valores normalmente aceptados para aeroturbinas.

* * En un programa de esta naturaleza no parece que puedan cargarse intereses comerciales típicos del 18%. Este 10% es el interés que carga el Banco Mundial.

* * * Si se hubiera fijado una vida de 20 años, por ejemplo, este coste habría resultado igual a 3.554.000 pts, reflejando el hecho bien co.

b₂) Coste energía incluyendo obra civil y cimentación:

$C_I = 38.270.000$ pts.

Coste anual de inversión..... 4.056.620 pts

Mantenimiento..... 382.700 pts

Total coste anual..... 4.439.320 pts

Energía producida..... 459.900 kW h

COSTE KW h..... 9.65 pts

nocido que en amortizaciones de larga duración influye escasamente e
número de años de vida.

4.3.4.2.- Turbina de 200 kW.

a) Costes de inversión

- Aeroturbina instalada:

Aeroturbina..... 50.000.000 pts

Transporte e instalación (15%)
por ser de importación..... 7,500.000 pts

Total aeroturbina..... 57.500.000 pts

- Obra civil:

Cimentación..... 400.000 pts

Camino de acceso y aparcamiento..... 750.000 pts

Caseta de control..... 450.000 pts

Total obra civil.....1.600.000 pts

- Instalación eléctrica:

Línea a 6.500 V..... 2.500.000 pts

Dos centros de transformación..... 4.000.000 pts

Dos casetas para estos centros..... 700.000 pts

Cuadro de maniobra y control
en baja tensión..... 320.000 pts

Total instalación eléctrica... 7.520.000 pts

- Total programa..... 66.620.000 pts

b) Coste energía eléctrica producida

Se admiten iguales hipótesis en cuanto a intereses, coste de mantenimiento, vida y factor de utilización.

La energía anual máxima producible es igual a 1.014.900 kW :
y la energía anual producida: 913.410 kW h, resultando:

b₁) Coste energía sin incluir obra civil ni instalaciones eléctricas:

Coste anual de inversión..... 6.063.200 pts

Mantenimiento,..... 575.000 pts

Total coste anual..... 6.638.200 pts

Energía producida anual..... 913.410 kW h

COSTE KW h..... 7,27 pts

b₂) Coste energía incluyendo obra civil e instalaciones eléctricas:

Coste anual de inversión..... 7.061.720 pts

Mantenimiento..... 666.200 pts

Total coste anual..... 7.727.920 pts

Energía anual producida..... 913.410 kW h

COSTE KW h..... 8,46 pts

En este programa con turbina de 200 kW hay que tener en cuenta que se facturaría energía eléctrica a UNELCO, en condiciones y coste que sería prematuro tratar de evaluar.

- - - - -

Se señala que los costes del kW h que se han obtenido para ambas turbinas se consideran por completo razonables en un programa de esta naturaleza para el cual se utilizan aeroturbinas que son realmente plantas piloto y no productos comerciales.

4.3.5.- Programa alternativo de accionamiento de la planta de ósmosis inversa.

Un programa alternativo que se considera de gran interés será el de utilizar la aeroturbina nacional de 100 kW para el accionamiento exclusivo de la planta de ósmosis inversa; programa piloto que proporcionaría información sobre un problema de plena actualidad y creciente interés para la agricultura en las islas Canarias. Este programa podría llevarse a cabo como plan autónomo, es decir, conectando a la planta solamente la energía eléctrica generada por la aeroturbina independientemente de la red general de energía eléctrica, o posiblemente con asistencia parcial intermitente de ésta última, con objeto de evitar la necesidad de acumular agua en grandes cantidades.

Las características pertinentes de la planta de ósmosis inversa (Fotografía 4.8), son las siguientes:

PLANTA DE OSMOSIS INVERSA DE LA GRANJA DE LOS MORISCOS

Tipo.. ..	Planta de ósmosis inversa para agua salobre. Módulos espirales, 8 en servicio y 2 en reserva.
Capacidad de producción de agua desalada.....	200 m ³ /día
Factor de recuperación.....	50%
Equipo de bombeo principal (funcionamiento continuo)	Bomba SUNFLO (centrífuga, multiplicada). Presión 39 kg/cm ² caudal 4,6 l/seg. Rendimiento (calculado) 0,32, incluye multiplicador. Motor CA. Potencia 55,1 kW
Equipo auxiliar.....	Grupo motobomba de alimentación 10,3 kW; bombeo del producto 0,735 kW, ambos grupos motobomba de funcionamiento continuo, equipos de limpieza 11,03 kW (funcionamiento intermitente), y equipo descartador 0,55 kW.
Potencia instalada (funcionamiento continuo).....	66,2 kW.

Potencia instalada
(funcionamiento intermitente)..... 11,6 kW
Potencia total instalada..... 77,8 kW.

Si la planta funcionase a plena capacidad todo el año, produciría un caudal total de agua desalada de 73.000 m³/año, consumiendo 539.900 kW h; caudal superior al total anual consumido en la Granja (Cuadro 4.15), aunque parte del riego se efectúa directamente con agua de pozo o mezclándola con parte del agua salobre procedente de la planta. Incluso el máximo mensual registrado (mes de julio, 1979) coincide aproximadamente con la capacidad máxima mensual de la planta. Por tanto, parece ser que la planta de ósmosis inversa cubre sobradamente las necesidades de agua desalada de la Granja, lo que facilitaría el llevar a la práctica un programa piloto.

Los objetivos o enseñanzas más importantes que proporcionaría un programa piloto de esta clase, serían los siguientes:

- 1) Optimización del sistema combinado aeroturbina-grupo motor-bomba-módulos para conseguir un máximo de producción de agua desalada.
- 2) Problemas de control del sistema aeroturbina-generador-motor eléctrico-bomba-módulos.
- 3) Optimización del volumen mínimo de agua a embalsar en función de la producción y la demanda.
- 4) Influencia de las condiciones operacionales en la vida de las membranas y en la calidad del agua desalada.
- 5) Optimización de costos.

El estudio completo de este problema queda fuera del alcance fijado para este trabajo, no disponiéndose tampoco en el momento actual de toda la información necesaria para realizarlo. No obstante, se señala

que el difícil problema del funcionamiento de un sistema autónomo aeroturbina-generador-grupo electrobomba, se estudia exhaustivamente en el Capítulo 5, incluyendo el problema del almacenamiento del agua, y el método y las conclusiones de este estudio son aplicables al problema que aquí se trata.

No obstante, el problema de la regulación de una planta de ósmosis inversa presenta características especiales que se tratarán brevemente:

Cuando la aeroturbina funciona con viento nominal a potencia y r.p.m. constantes (tramo AD, Figura 4.13), y diseñando la planta para que a plena capacidad absorba esta potencia, no existe problema alguno de acoplamiento. En el caso de la Granja de Los Moriscos habría exceso de potencia (un 20 %), por lo que habría que aumentar la capacidad de la planta, o utilizar la energía sobrante para accionar otros equipos.

El problema radica en el funcionamiento en la rama AB, en la que la aeroturbina proporciona potencia variable.

Una planta de ósmosis inversa está diseñada para funcionar a presión y caudal constantes.

Aumentos de presión disminuirían la vida de las membranas y podrían poner en peligro la seguridad de la planta, mientras que disminuciones de esta presión acercándola a la presión osmótica de equilibrio disminuirían drásticamente el caudal de agua desalada obtenido y su calidad¹.

Variaciones del caudal del agua que circula por los módulos son admisibles, aunque afectan tanto a la cantidad como a la salinidad del agua obtenida. En cualquier sistema de variación de caudal habría que tener en cuenta que el agua recibe en general pre-tratamiento añadiéndosele productos que controlan el PH, bactericidas y otros.

¹ R.L.Riley, C.E.Milstead, A.L. Lloyd, M.W.Leroy y M.Tagani: Spiral Wound Thin-Film Composite Membrane Systems for Brackish and Seawater Desalination by Reverse Osmosis.

El sistema de regulación que se presenta como más prometedor es el de utilizar la naturaleza modular de la planta de ósmosis inversa, con objeto de fraccionar la potencia consumida por la planta sin alterar sus características operacionales. En este sistema los módulos funcionarían siempre a sus condiciones nominales de presión y caudal, y se les iría dejando fuera de servicio al disminuir la potencia suministrada por la aeroturbina, mediante un sistema de válvulas, por ejemplo, accionadas eléctricamente que cortarían el caudal de alimentación de los módulos dejándolos llenos de agua (por razones de conservación). Este sistema tendría una gran flexibilidad funcional, a causa de alto número de módulos (8 en este caso), lo que permitiría absorber muy eficientemente la potencia suministrada por la aeroturbina, con la ventaja adicional de prolongar la vida de los módulos cuando quedasen fuera de servicio, puesto que la vida de sus membranas depende fundamentalmente del tiempo que trabajan a presión[†].

Este sistema de control modular habría que combinarlo con el del grupo motobomba. Una modalidad que parece factible es la de hacer funcionar la planta a presión constante, mantenida por un presostato, y a vueltas y caudal variables del grupo motobomba de alimentación, disminuyendo el régimen y caudal de la bomba al ir dejando módulos fuera de servicio.

Este método de control parece factible tanto con bombas centrífugas, como la SUNFLO de la planta de Los Moriscos, como con bombas volumétricas, ampliamente utilizadas en plantas de ósmosis inversa.

Posiblemente la manera más eficiente de acoplar el grupo

[†] El recambio de módulos es el principal coste operacional de una planta de ósmosis inversa.

aeroturbina-generador al grupo motor eléctrico-bomba sería funcionar a r.p.m. variables en la turbina por debajo del viento nominal, existiendo también la posibilidad de mantener constantes estas r.p.m. y controlar el régimen del grupo motobomba mediante medios mecánicos o eléctricos.

El costo de un programa de esta clase sería sensiblemente el mismo que el costo del programa anteriormente calculado para la aeroturbina nacional de 100 kW, y se señala de nuevo el gran interés y actualidad de un programa de esta clase, habiendo ya indicado su interés por este tipo de programas el Centro de Estudios de la Energía.

4.3.6.- Programa de medición de vientos

4.3.6.1.- Emplazamientos en que se recomienda se lleven a cabo las mediciones.

Para esta zona de actuación de la Granja Los Moriscos no se considera necesario nada más que llevar a cabo un programa de medición de vientos en la cima de la montaña de Malfú.

A continuación se discuten los problemas de tipo general que se presentan en la medición de vientos, problemas que son aplicables no sólo al de la montaña de Malfú, sino también a los que se propondrán en las demás zonas.

4.3.6.2.- Instrumentación de medida.

Un equipo de medida destinado a un empleo muy concreto como es la medición de intensidad y dirección del viento y por un período más o menos breve de tiempo, como a los que se hace referencia, constaría fundamentalmente de los siguientes elementos:

- Veleta
- Anemómetro
- Registro gráfico de dirección de velocidad.

Para la estimación de la velocidad se recomienda el empleo de anemómetros de tres cazoletas, que aunque están influidos en su funcionamiento por las variaciones en la densidad del aire y tienden a sobreestimar la velocidad por efectos inerciales (tanto mayor cuanto menor sea la velocidad del aire), tienen la ventaja de su bajo costo, simplicidad, omnidireccionalidad y fácil instalación.

En cuanto a los registros de intensidad y dirección de viento se utilizan sistemas multicanales^{*}, de registro continuo o bien adaptarse

^{*} Existe la posibilidad de utilizar un único equipo registrador para varios puntos de medición si éstos se encuentran próximos.

para su utilización durante periodos determinados.

Los registros pueden ser de tipo compacto con la misma cinta de registro para la velocidad y dirección del viento o con ambas funciones por separado. El registro de la intensidad de viento suele ir accionado por un generador de corriente alterna acoplado al eje del anemómetro y funcionan dentro de la gama de 115/230 VAC y 60/30 Hz, siendo la linealización del voltaje de un 0,1-2%.

Por otra parte el registro de dirección puede ir alimentado por corriente alterna dentro de la gama de funcionamiento anterior o por continua, precisándose entonces una alimentación adicional del aparato, ó bien la instalación de baterías en el equipo con voltajes del orden de 12 v.

4.3.6.3.- Emplazamiento de los instrumentos de medida.

La instalación de un anemómetro y una veleta para la obtención de datos fiables en cuanto a energía eólica, debe estar orientada principalmente a evitar los efectos de la capa límite sobre el terreno. La experiencia demuestra que las alturas de medición expuestas a continuación proporcionan una suficiente garantía de alcanzar este objetivo en el caso de terrenos despejados.

- a) Terreno llano: La altura de medición será de 10 m.
- b) Cima de una colina: El estrechamiento de la capa límite debido a la aceleración de la corriente, hace que las observaciones realizadas a 3 m de altura, no difieran mucho de las obtenidas a 10 m cuando se trata de superficies desprovistas de obstáculos naturales o muy rugosas, ya que en este último caso al producirse turbulencias cerca de la superficie habría que tomar alturas de medición como mini-

mo a 5 - 7 m. Para el caso de la montaña de Malfú se recomienda que el anemómetro se instale a 11 m de altura, por ser la misma altura a la que se efectuaron las mediciones en la montaña del Infierno.

- c) Elevaciones del terreno coronadas por una meseta: Dependerá de cada caso, siendo un criterio conservativo establecer la altura de medición también a 10 m.

Finalmente habrán de tenerse en cuenta las posibles interferencias de las perturbaciones creadas por la torre del equipo de medida. La solución más adecuada consiste en emplear postes de sección circular lo menor posible y a sotavento del anemómetro.

4.3.6.4.- Periodicidad de medición.

Lo ideal sería disponer de registros instantáneos, ahora bien la experiencia demuestra que no es necesario recurrir a este registro continuo de datos ya que los resultados obtenidos a base de mediciones horarias se aproximan bastante a la realidad. Esto aconseja la presentación de datos integrados en caso de que el registro sea continuo o bien el empleo de registros periódicos.

Cuadro Nº 4.1

DISTRIBUCION MENSUAL DE ENERGIA

ESTACION: LOS MORISCOS

\bar{V}_{anual} : 5'55 m/seg

\bar{P}_{anual} : 141'53 W/m²

\bar{E}_{anual} : 1239'83 Kw.h/m²

Mes Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septbre.	Octubre	Novbre.	Diciembre.
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18'41
1979	72'62	61'13	65'50	137'78	127'41	121'72	205'76	249'30	98'29	43'68	66'16	36'45
1980	36'82	46'72	94'42	42'40	118'70	196'18	243'95	178'46	109'15	59'87	41'43	-
MEDIA	54'82	53'92	79'96	90'09	123'05	158'95	224'85	213'88	103'72	51'77	53'79	27'43

Cuadro Nº 4.2

DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA.

ESTACION	L O S M O R I S C O S			
I. de medida	Anemocinemografo			
Nº de años	2			
\bar{V} (m/s)	5.36			
V (m/s)	días	días \geq	días al año	horas al año
0 - 0.5		451	365'0	8760'0
0.5 - 1.0		451	365'0	8760'0
1.0 - 1.5	6	451	365'0	8760'0
1.5 - 2.0	24	445	360'1	8643'5
2.0 - 2.5	20	421	340'7	8177'3
2.5 - 3.0	29	401	324'5	7788'7
3.0 - 3.5	21	372	301'1	7225'4
3.5 - 4.0	29	351	284'1	6817'7
4.0 - 4.5	43	322	260'6	6254'4
4.5 - 5.0	22	279	225'8	5419'2
5.0 - 5.5	34	257	208'0	4992'0
5.5 - 6.0	44	223	180'5	4331'5
6.0 - 6.5	31	179	144'9	3476'9
6.5 - 7.0	31	148	119'8	2874'7
7.0 - 7.5	21	117	94'7	2272'6
7.5 - 8.0	33	96	77'7	1864'8
8.0 - 8.5	22	63	51'0	1223'8
8.5 - 9.0	21	41	33'2	796'3
9.0 - 9.5	11	20	16'2	388'6
9.5 - 10.0	2	9	7'3	174'7
10.0 - 10.5	5	7	5'7	135'8
10.5 - 11.0	2	2	1'6	38'9
11.0 - 11.5	0	0	0'0	0'0

Cuadro Nº 4.3

DATOS DE VIENTO DE LA ISLA DE GRAN CANARIA

ESTACION DE MEDICION y DISTANCIA A MALFU (Km.)	PERIODO (Años)	EQUIPO DE MEDIDA y ALTURA (m)	PERIODICIDAD DE LA MEDICION	CONFIGURACION OROGRAFICA y ALTURA SOBRE EL MAR (m)
MONTAÑA DEL INFIERNO 5'4	10	Energímetro - 11	Diaria (1962-63-64-65-66) Medias mensuales (Resto)	Accidentada - 95'0
GANDO 4'7	10	Anemómetro	Diaria (8 observaciones al día)	Llano - 0
MONTAÑA SAN FRANCISCO 6'5	4	Anemómetro - 6	Medias mensuales	Accidentada - 90'0
MONTAÑA ARINAGA 7'0	5	Anemómetro - 3'5	Medias mensuales	Accidentada - 190'0
LOS MORISCOS	2	Anemómetro - 8	Diaria	Llano

Cuadro Nº 4.4

DISTRIBUCION MENSUAL DE ENERGIA

ESTACION: MONTAÑA DEL INFIERNO (O DEL DIABLO)

\bar{V}_{anual} : 10'2 m / seg (Anemómetro Fuess)

\bar{P}_{anual} : 1243'49 W / m²

\bar{E}_{anual} : 10893'53 Kw.h/m² (Energímetro)

Mes Año	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1957	195'13	704'50	627'23	1053'51	1026'89	1056'54	1411'91	1452'19	1024'14	207'68	302'73	339'51
1958	552'42	300'47	502'20	909'22	1374'25	1253'47	2100'87	1698'59	1095'52	654'95	515'87	782'07
1959	500'68	314'68	1137'27	1323'34	779'46	1655'94	1817'33	1451'15	698'62	634'03	609'52	795'15
1960	298'18	331'22	548'23	1109'70	857'92	1535'96	2217'77	1825'71	1043'38	184'14	470'31	629'84
1961	639'26	332'17	330'61	1156'78	703'60	1273'72	2321'10	1509'74	810'00	745'45	246'54	154'32
1962	475'54	493'96	488'16	1139'23	1251'11	1380'71	1842'92	1796'34	801'73	393'20	390'96	707'94
1963	237'43	706'56	805'78	1030'39	1201'50	957'32	1906'87	1788'92	794'81	582'86	190'85	249'24
1964	312'69	272'19	888'30	874'29	1430'49	1194'07	2264'62	1523'14	919'86	793'66	294'43	259'20
1965	716'68	133'31	941'29	1484'83	1082'39	1679'38	2111'26	1613'76	860'62	199'12	280'63	619'99
1966	146'95	217'94	711'96	1182'43	1263'26	1120'50	1913'59	1668'46	897'21	438'07	506'76	374'99
MEDIA	407'50	380'70	698'10	1126'37	1097'09	1310'76	1990'22	1632'80	894'59	483'32	380'86	491'22

Cuadro Nº 4.5

DISTRIBUCION MENSUAL DE ENERGIA

ESTACION: MONTAÑA DE ARINAGA

 \bar{V}_{anual} : 10'9 m/seg \bar{P}_{anual} : 971'14 W/m² \bar{E}_{anual} : 8507'16 Kw.h/m²

(obtenidos a partir de las velocidades medias mensuales)

Mes Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septbre.	Octubre	Novbre.	Diciembre.
1954	204'12	395'30	523'06	491'73	865'30	1371'88	2757'33	1765'33	1400'46	823'77	248'11	127'70
1955	220'67	191'74	105'55	632'22	930'17	777'60	1940'57	1275'96	1082'74	159'49	154'35	180'89
1956	188'43	306'18	265'88	239'15	725'82	1400'46	2013'80	1195'68	878'91	362'09	213'55	159'49
1957	424'39	395'30	398'68	702'40	823'77	-	-	1359'76	1011'64	180'89	167'96	229'26
1958	316'88	360'10	295'77	551'27	998'21	878'90	823'77	465'00	777'60	1069'48	535'96	212'29
MEDIA	270'90	329'72	317'80	523'35	868'65	1107'21	1883'87	1212'35	1030'27	519'14	263'98	181'92

Cuadro Nº 4.6

DISTRIBUCION MENSUAL DE ENERGIA

ESTACION: MONTANA SAN FRANCISCO

\bar{V}_{anual} : 10'4 m/seg

\bar{P}_{anual} : 855'78 W/m²

\bar{E}_{anual} : 7496'62 Kw.h/m²

(obtenidos con las velocidades medias mensuales)

Mes Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septbre.	Octubre	Novbre.	Diciembre.
1955	212'29	120'75	133'68	398'13	707'21	777'60	2127'05	1331'43	1034'98	116'27	102'14	204'12
1956	152'76	215'04	256'38	230'40	725'82	1371'88	2127'05	1222'05	900'17	338'98	197'54	146'21
1957	100'44	348'84	362'09	666'69	725'82	739'36	1169'69	1388'48	684'39	100'44	161'06	188'43
1958	238'08	115'34	285'57	551'27	1045'36	1011'64	2088'84	1169'69	900'17	398'68	167'96	212'29
MEDIA	179'89	199'99	259'43	461'62	801'05	975'12	1878'16	1277'91	879'93	238'59	157'17	187'76

Cuadro Nº 4.7

DISTRIBUCION MENSUAL DE ENERGIA

ESTACION: G A N D O (S.M.N.)

\bar{V}_{anual} : 5'36 m/seg

\bar{P}_{anual} : 314'14 W/m²

\bar{E}_{anual} : 2751'89 Kw.h/m²

Mes Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septbre.	Octubre	Novbre.	Dicbre.
SMN (10 años)	63'94	102'16	201'46	171'59	321'55	264'86	531'69	524'41	249'12	123'38	125'19	72'54

Cuadro N° 4.8

DISTRIBUCION ESTADISTICA DE ENERGIA MENSUAL

ESTACION: M O N T A Ñ A D E L I N F I E R N O

MES	ENERGIA MENSUAL (Kw.h/m ²)		
	Valores máximos δ de probabilidad 0%	Valores de probabilidad 50%	Valores mínimos δ de probabilidad 100%
Enero	716.68	475.00	146.95
Febrero	706.56	325.00	217.94
Marzo	1137.27	712.50	330.61
Abril	1484.83	1141.67	874.29
Mayo	1430.49	1200.00	703.60
Junio	1679.38	1262.50	957.32
Julio	2321.10	2100.00	1411.91
Agosto	1825.71	1662.50	1451.15
Septiembre	1095.52	900.00	698.92
Octubre	793.66	575.00	184.14
Noviembre	609.52	387.50	190.85
Diciembre	795.15	612.50	154.32

Cuadro Nº 4.9

DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA

ESTACION	G A N D O (Aeropuerto) SMN			
Nº de años	10			
I. de medida	Anemómetro			
\bar{V} (m/s)	5'36			
V (m/s)	días	días \geq	Días al año	Horas al año
0'00 - 1'544	861'4	3650	365'0	8760'0
1'544 - 3'089	573'0	2788'6	278'8	6692'6
3'089 - 5'148	573'1	2215'6	221'5	5317'3
5'148 - 8'237	730'0	1642'5	164'3	3942'0
8'237 - 10'811	514'7	912'5	91'3	2190'0
10'811 - 13'800	292'0	397'8	39'8	954'8
13'800 - 16'988	91'2	105'8	10'6	254'04
16'988 - 20'592	14'6	14'6	1'5	35'04
20'592 -	0'00	0'0	0'0	0'00

Cuadro Nº 4.10

DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA

ESTACION	MONTAÑA DEL INFIERNO			
Nº de Años	5			
I. de medida	Energímetro			
\bar{V} (m/s)	10'2			
V (m/s)	días	Días \geq	Días al año	Horas al año
0 - 0'5	8	1825	365	
0'5 - 1'0	19	1817	364'4	8721'6
1'0 - 1'5	21	1799	359'8	8635'2
1'5 - 2'0	30	1777	355'4	8925'6
2'0 - 2'5	27	1747	349'4	8385'8
2'5 - 3'0	34	1720	344'0	8256'0
3'0 - 3'5	39	1686	337'2	8092'8
3'5 - 4'0	42	1647	329'4	7905'6
4'0 - 4'5	46	1605	321'0	7704'0
4'5 - 5'0	56	1559	311'8	7483'2
5'0 - 5'5	57	1503	300'6	7214'4
5'5 - 6'0	61	1446	289'2	6940'8
6'0 - 6'5	59	1385	277'0	6648'0
6'5 - 7'0	67	1326	265'2	6364'8
7'0 - 7'5	63	1259	251'8	6043'2
7'5 - 8'0	73	1196	239'2	5740'8
8'0 - 8'5	72	1123	224'6	5390'4
8'5 - 9'0	71	1051	210'2	5044'8
9'0 - 9'5	76	980	196'0	4704
9'5 - 10'0	73	904	180'8	4339'2

Cuadro Nº 4.10 (Continuación)

DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA

ESTACION	MONTAÑA DEL INFIERNO			
Nº de años	5			
I. de medida	Energímetro			
\bar{V} (m/s)	10'2			
V (m/s)	días	días \geq	Días al año	Horas al año
10'0 - 10'5	73	831	166'2	3988'8
10'5 - 11'0	88	758	151'6	3638'4
11'0 - 11'5	70	670	134	3216'0
11'5 - 12'0	82	600	120	2880'0
12'0 - 12'5	86	518	103'6	2486'4
12'5 - 13'0	81	432	86'4	2073'6
13'0 - 13'5	71	351	70'2	1684'8
13'5 - 14'0	69	280	56'0	1344
14'0 - 14'5	46	211	42'2	1012'8
14'5 - 15'0	39	165	33'0	792'0
15'0 - 15'5	32	126	25'2	604'8
15'5 - 16'0	25	94	18'8	451'2
16'0 - 16'5	19	69	13'8	331'2
16'5 - 17'0	19	50	10'0	240'0
17'0 - 17'5	11	31	6'2	148'8
17'5 - 18'0	9	20	4'0	96'0
18'0 - 18'5	8	11	2'2	52'8
18'5 - 19'0	3	3	0'6	14'4
19'0 - 19'5	0	0	0	0'0

Cuadro No 4.11

DISTRIBUCION MENSUAL DE CARACTERISTICAS DE VIENTO FLOJO

(Primavera - Verano)

ESTACION: MONTANA DEL INFIERNO (AÑOS DE OBSERVACION: 5)

Días	ABRIL			MAYO			JUNIO			JULIO			AGOSTO			SEPTIEMBRE		
	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5
1	3	3	2	5	3	5	2	1	2			1		1	2	5	6	6'5
2	1	3	1		4	3	1	1	1						1	1	1	1
3			3		1	2		2	2							1	2	3
4			1						1								1	2
5																		
6						1											1	
7																		
8																		1
10																		
11																		

Cuadro Nº 4.12

DISTRIBUCION MENSUAL DE CARACTERISTICAS DE VIENTO FLOJO

(Otoño - Invierno)

ESTACION: MONTAÑA DEL INFIERNO (AÑOS DE OBSERVACION: 5)

Días	OCTUBRE			NOVIEMBRE			DICIEMBRE			ENERO			FEBRERO			MARZO		
	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5	≤ 3	≤ 5	≤ 6'5
1	4	9	4		10	10	7	9	9	11	10	3	9	17	10	4	10	12
2	2	1	3		5	4	3	4	3	3	5	8	5	6	8	1	6	12
3	1	3	3		2	4	1	3	3	1	3	2		1	3		2	2
4		1	2		1	3		2	2	2	3	1			1		1	1
5		1	2		3	1			3			2		1	2			
6			1			2					2	3		1	1			
7		1				2		1	1									
8																		
10			2															
11									1		1	1						

Quadro Nº 4.13

RESULTADOS COMPARATIVOS DE MEDICIONES DE VIENTOS EN MONTAÑA MALFÚ

Día	Horas	VELOCIDAD DEL VIENTO EN KM/H		
		Gando	M. Malfú	Los Moriscos
17	08.30	34	54	17
	11.30	53	90	36
	14.30	57	61	25
18	08.30	38	72	29
	11.30	38	72	29
	14.30	34	72	29
19	08.30	34	54	23
	11.30	23	58	18
	14.30	23	58	18
20	08.30	34	54	32
	11.30	38	59	32
	14.30	30	50	22
22	08.30	25	54	18
	11.30	27	58	17
	14.30	38	68	22
23	08.30	15	18	4
	11.30	15	14	4
	14.30	11	14	4
26	08.30	11	14	4
	11.30	15	18	8
	14.30	27	14	32
27	08.30	19	22	11
	11.30	38	61	22
	14.30	34	57	18
29	08.30	11	36	8
	11.30	27	29	10
	14.30	27	29	10
30	08.30	—	29	10
	11.30	—	29	10
	14.30	—	—	—

Cuadro Nº 4.14

DISTRIBUCION MENSUAL DE VELOCIDADES MEDIAS

ESTACION: MONTAÑA DEL INFIERNO

Altura de Instrumentación: 11 m.

Mes	\bar{V}_{media}	\bar{V}_{mfn}	$\bar{V}_{máx}$
ENERO	7.4	5.8	9.5
FEBRERO	7.5	6.4	9.6
MARZO	8.0	5.9	10.9
ABRIL	11.3	8.4	12.8
MAYO	10.8	8.7	12.5
JUNIO	13.2	11.8	14.6
JULIO	15.7	13.5	16.6
AGOSTO	14.1	13.5	15.5
SEPTIEMBRE	11.8	10.0	13.1
OCTUBRE	8.0	5.9	10.4
NOVIEMBRE	7.4	6.1	8.4
DICIEMBRE	7.6	4.5	10.1

Cuadro N° 4.15

GRANJA LOS MORISCOS

CONSUMO DE AGUA		
MES	Año 1979 (m ³)	Año 1980 (m ³)
ENERO	3.492'00	2.131'92
FEBRERO	3.636'00	3.316'68
MARZO	4.320'00	4.410'72
ABRIL	4.680'00	4.140'72
MAYO	4.752'00	5.400'00
JUNIO	3.929'76	5.616'36
JULIO	6.205'68	4.980'96
AGOSTO	4.469'76	4.936'68
SEPTIEMBRE	4.074'48	4.685'76
OCTUBRE	3.903'48	4.932'72
NOVIEMBRE	2.053'08	3.677'76
DICIEMBRE	4.160'88	-
T O T A L	49.677'12 m ³	48.259'98 m ³

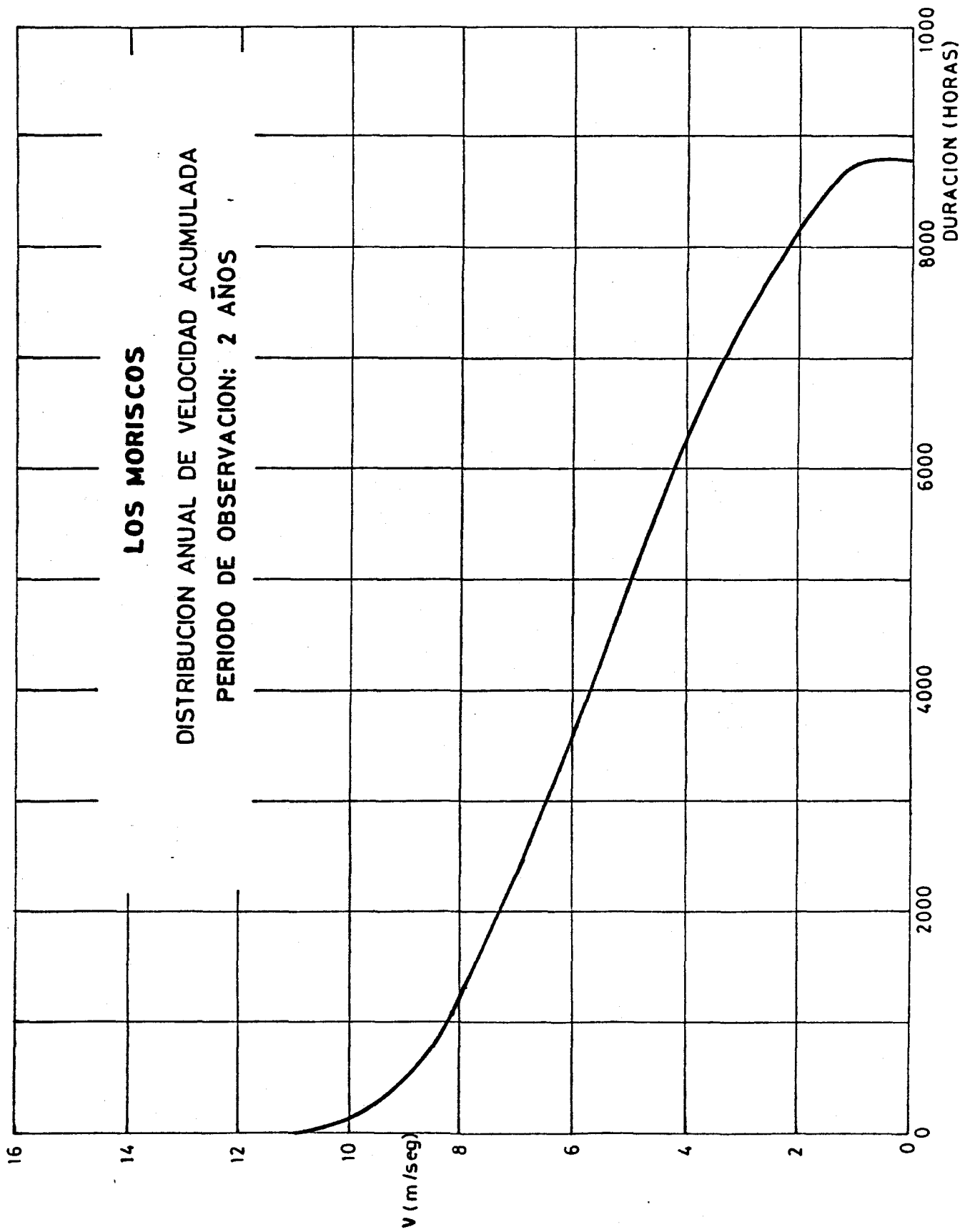


Fig. 4.1

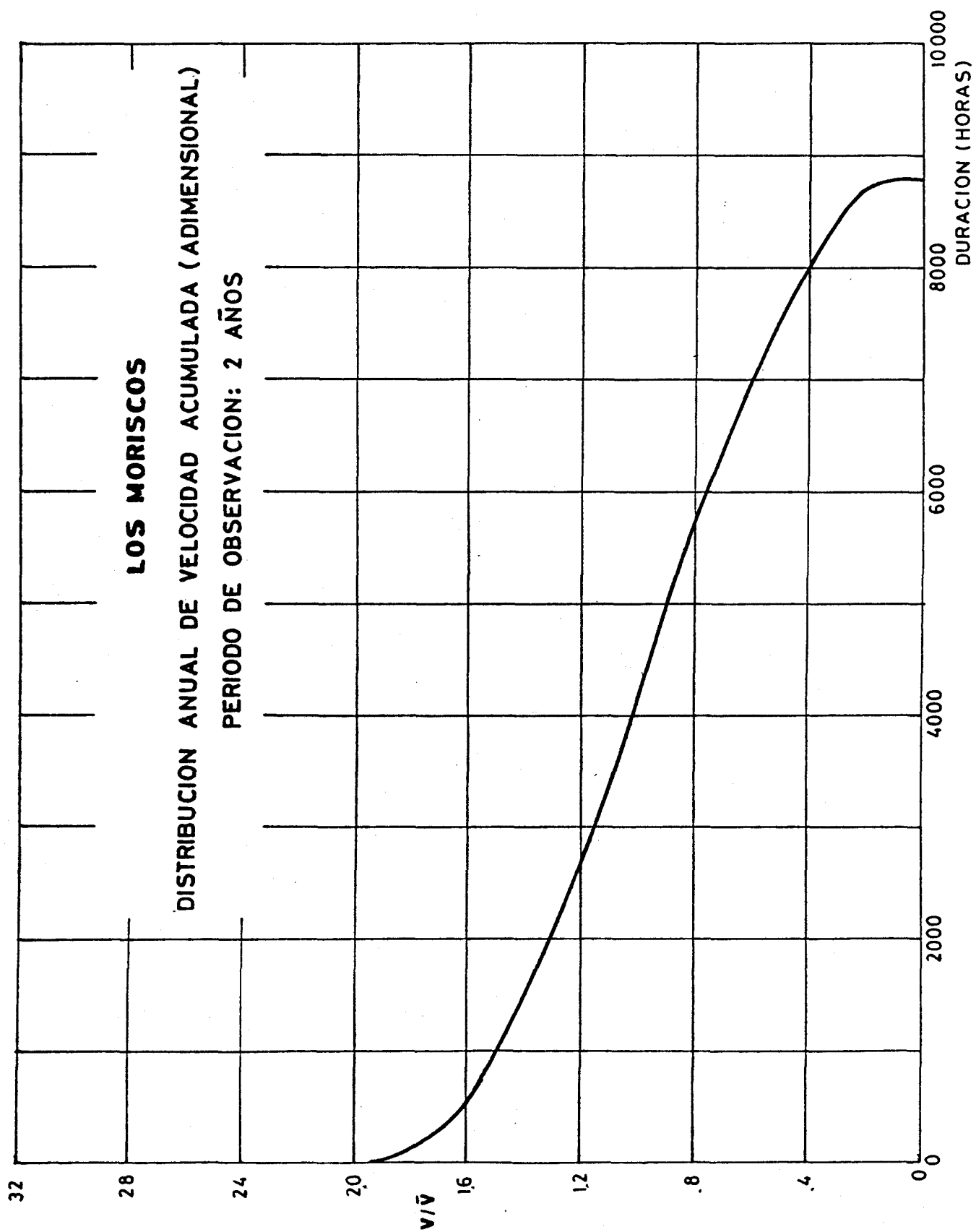


Fig.4.2

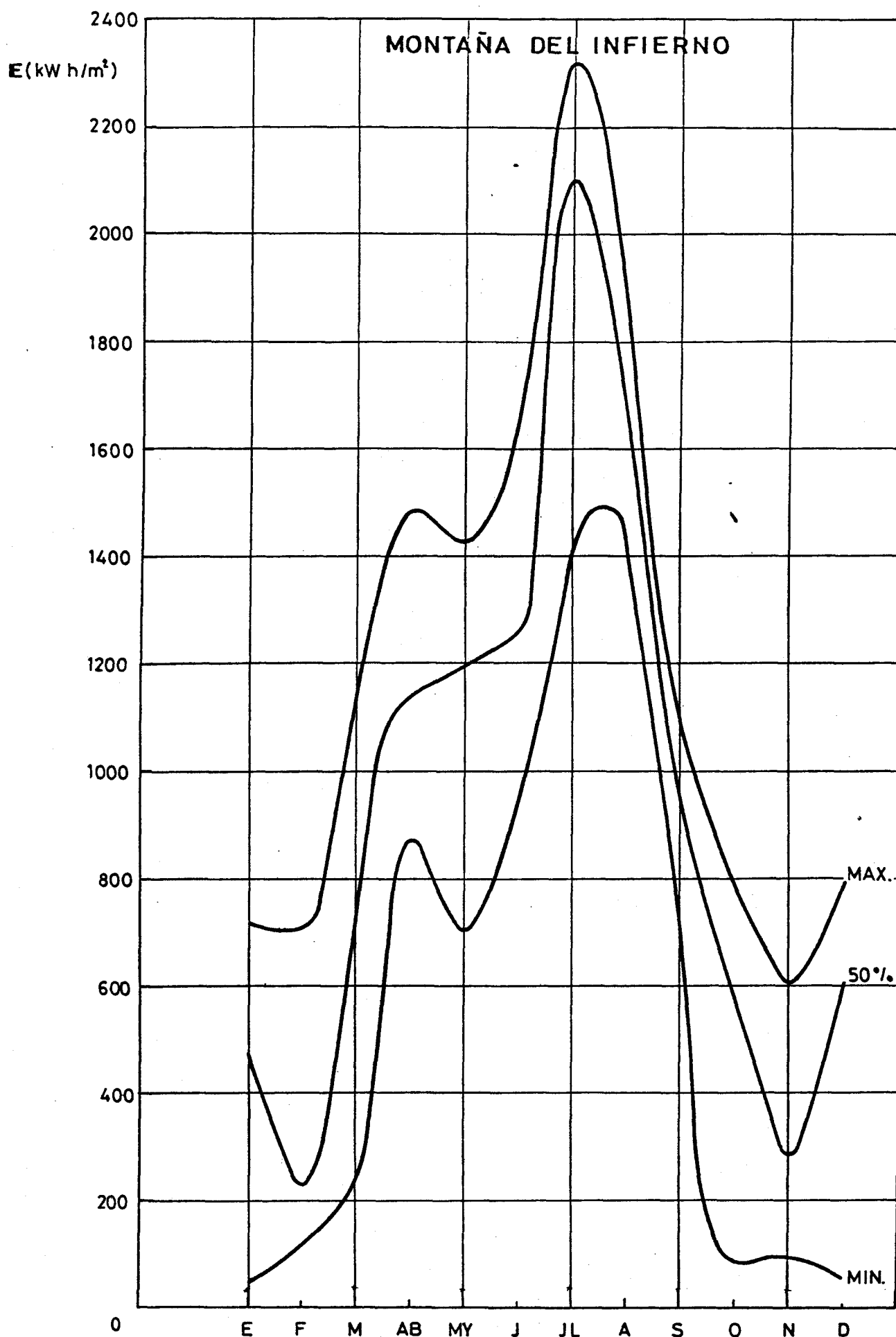


Fig. 4.3.- Distribución Estadística de Energía Mensual

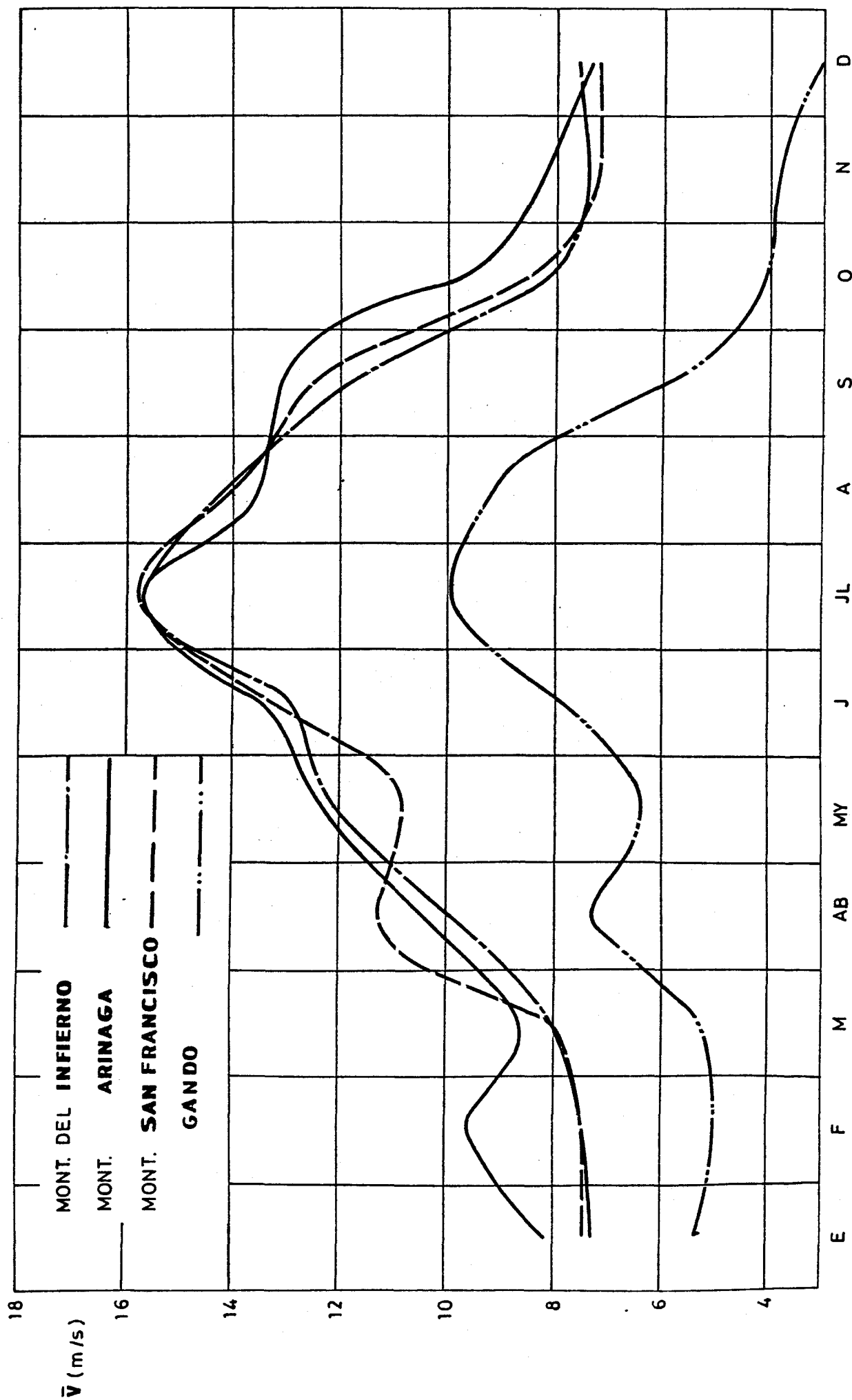


Fig. 4.4.- Distribución Mensual de Velocidad Media

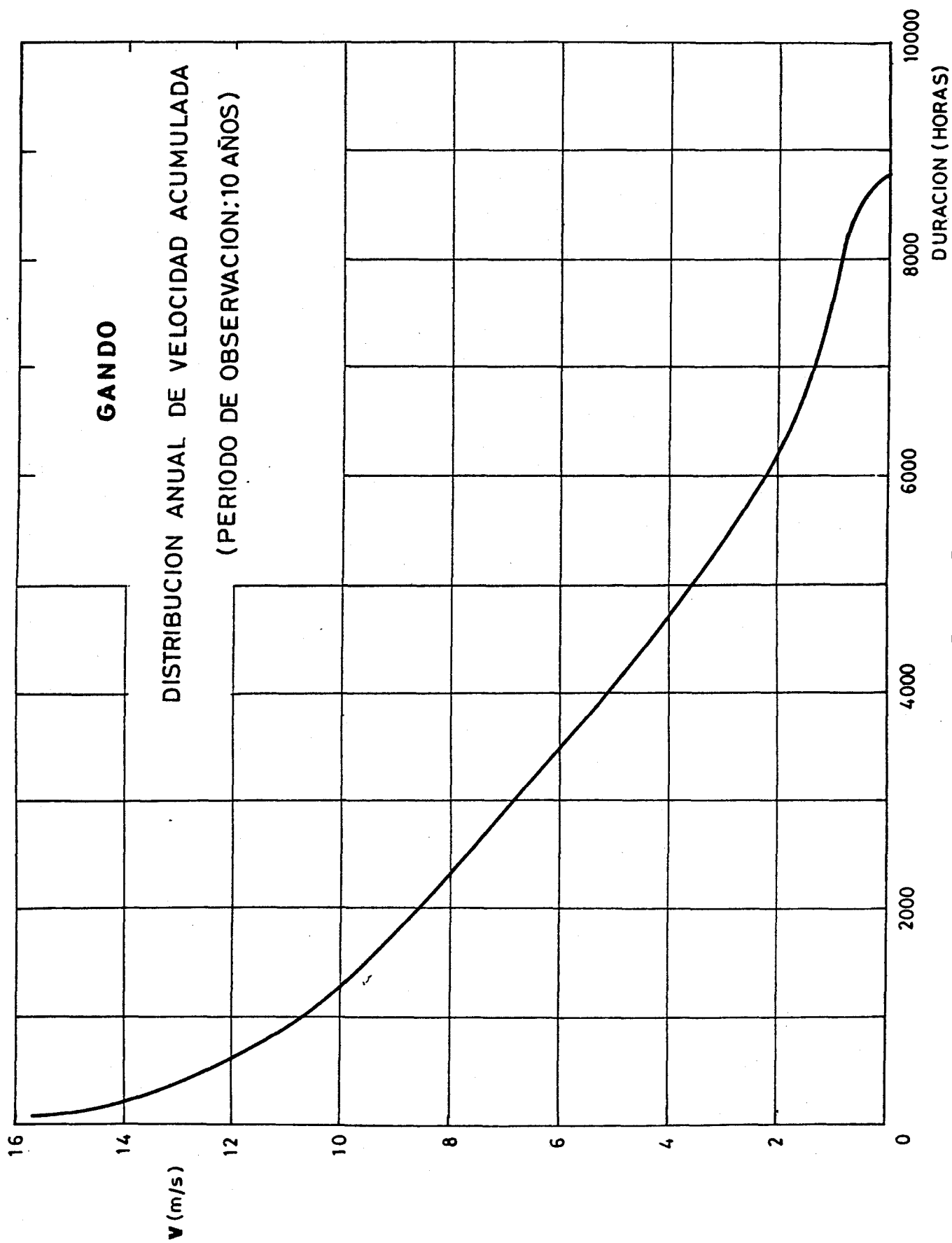


Fig. 4.5

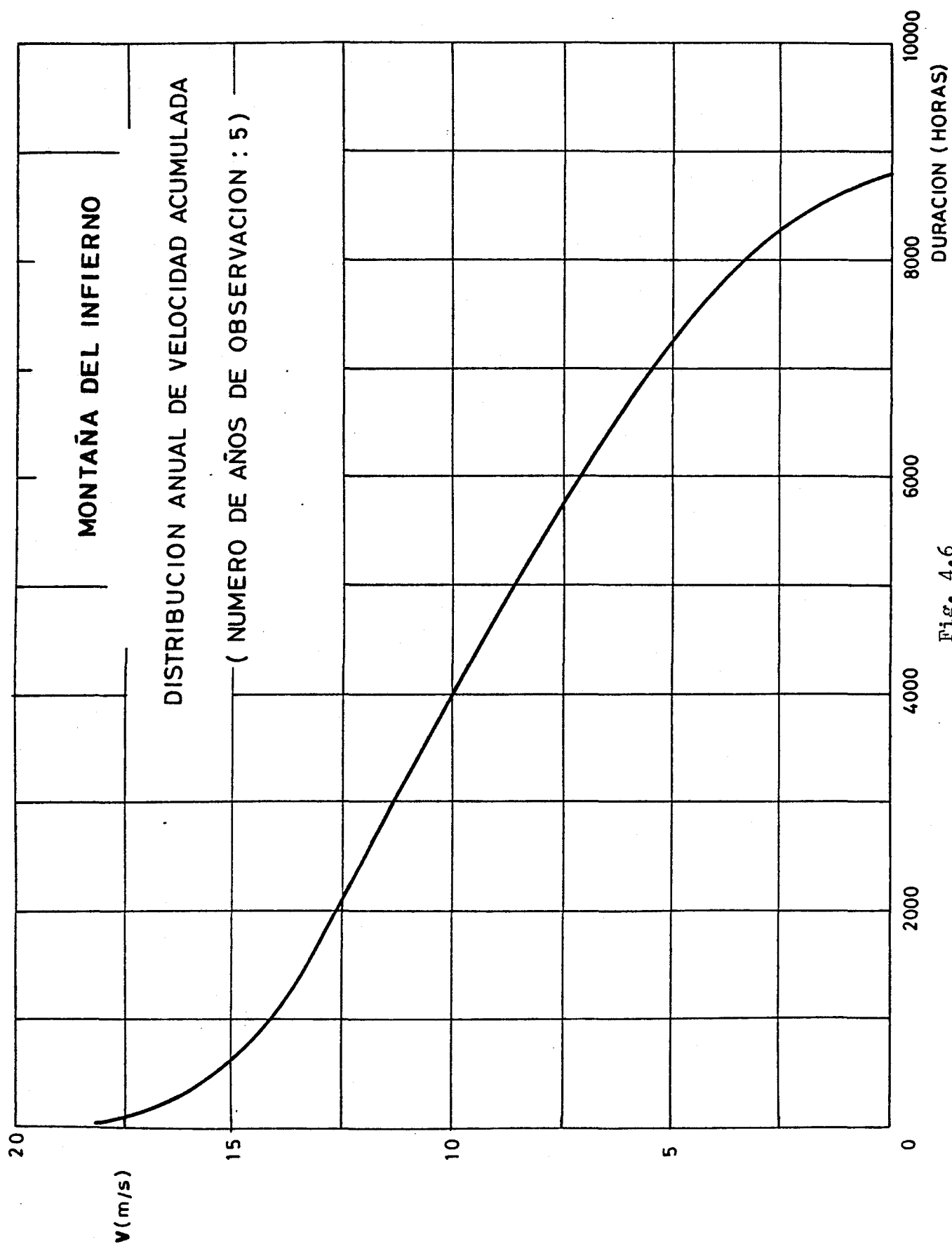
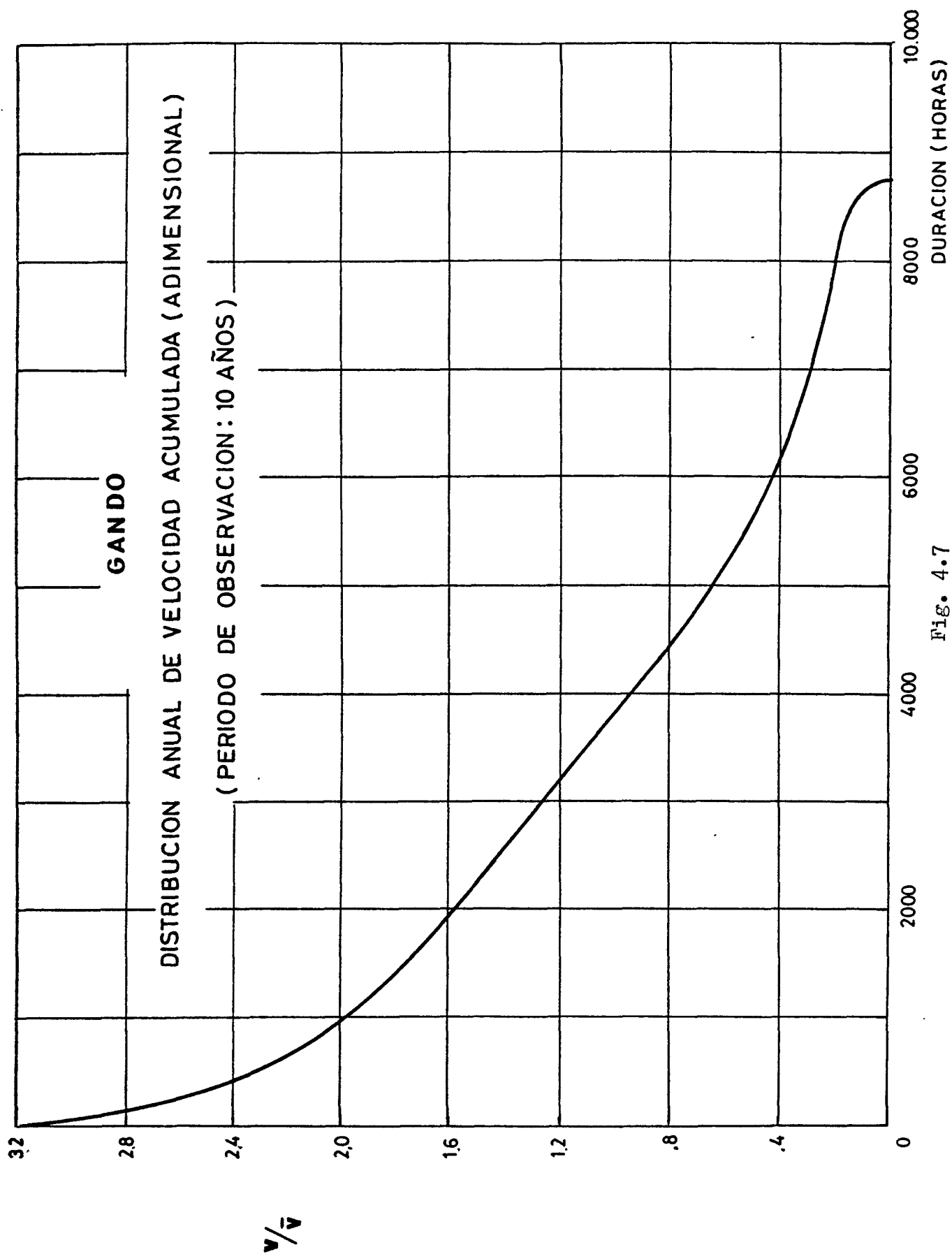


Fig. 4.6



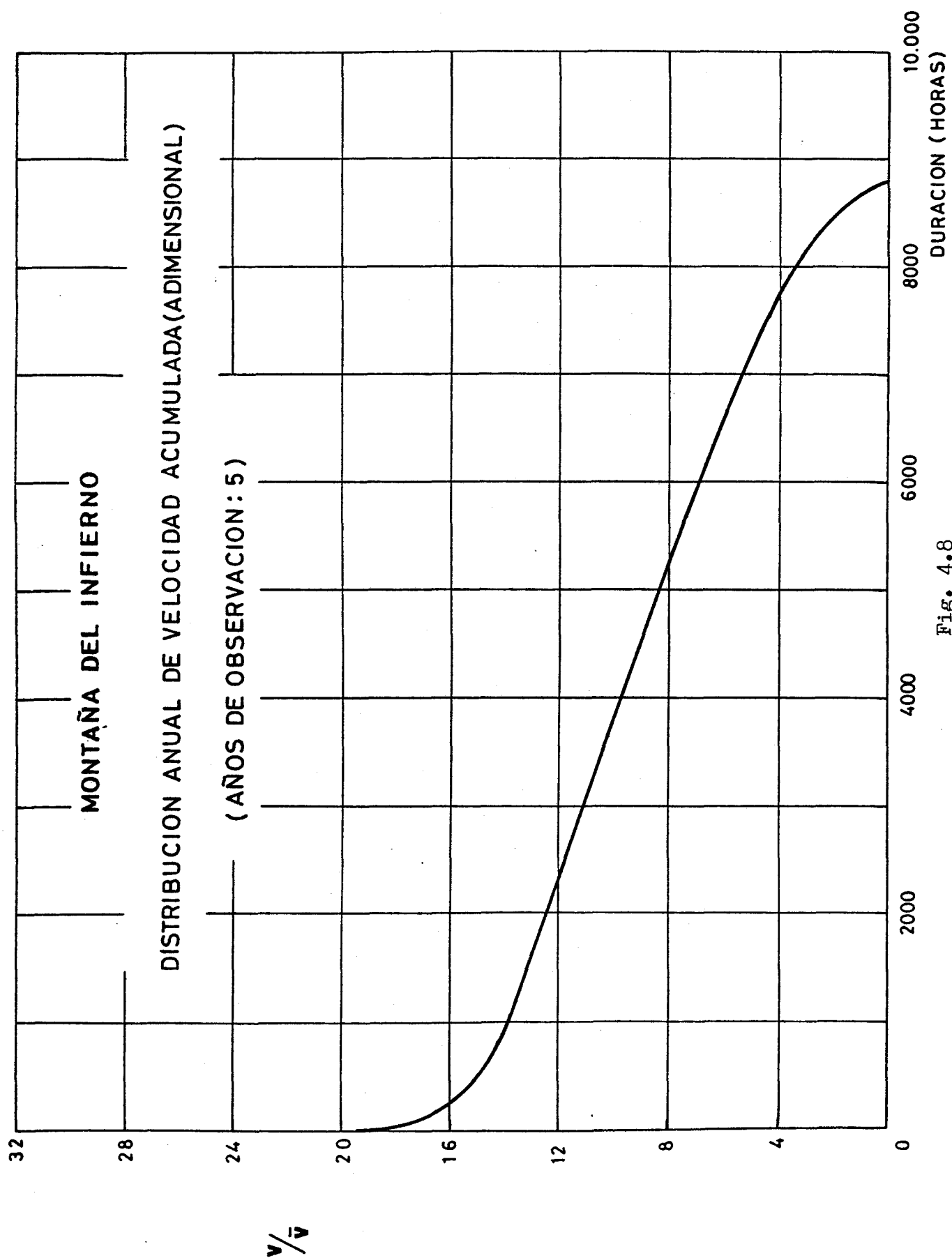


Fig. 4.8

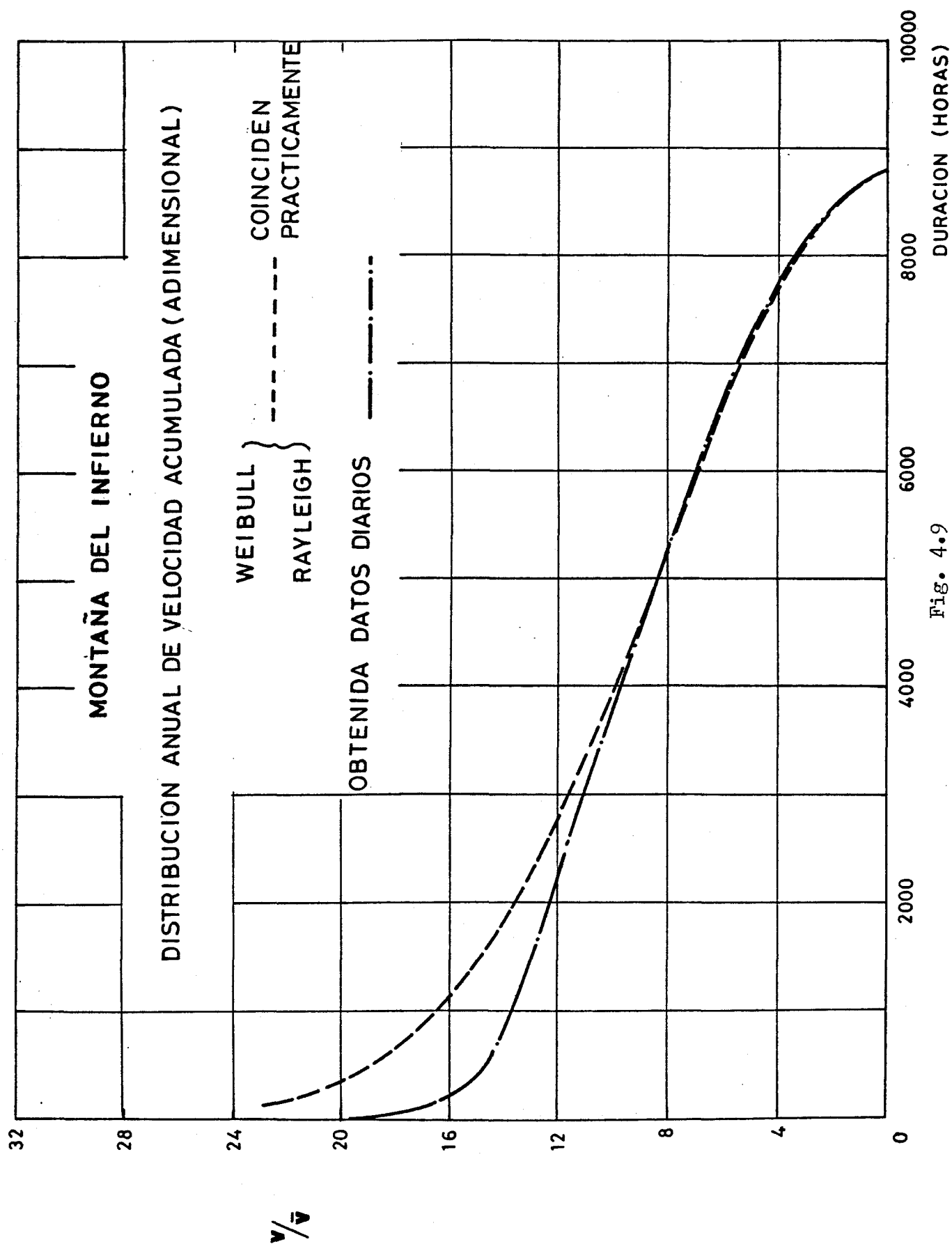


Fig. 4.9

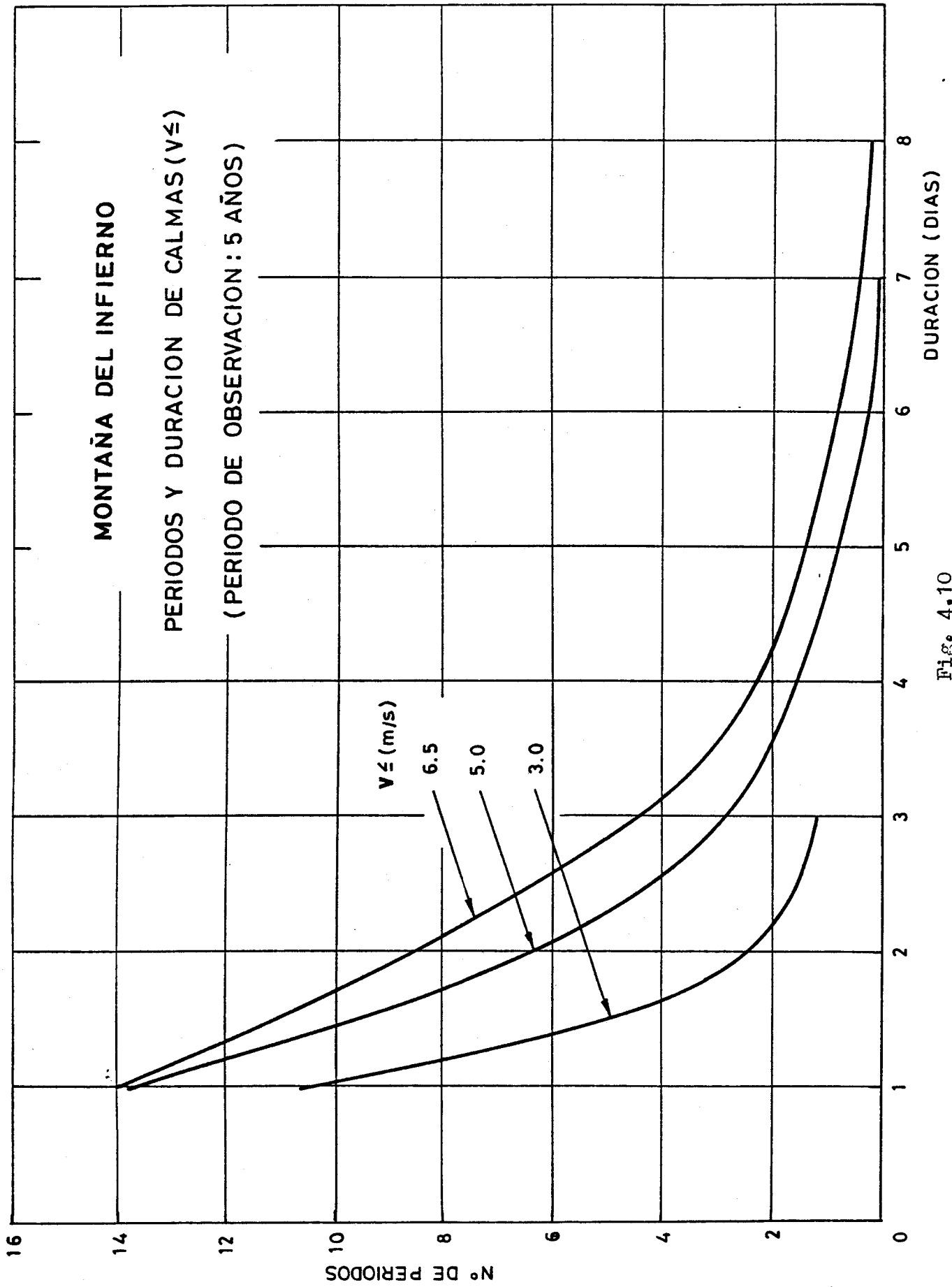
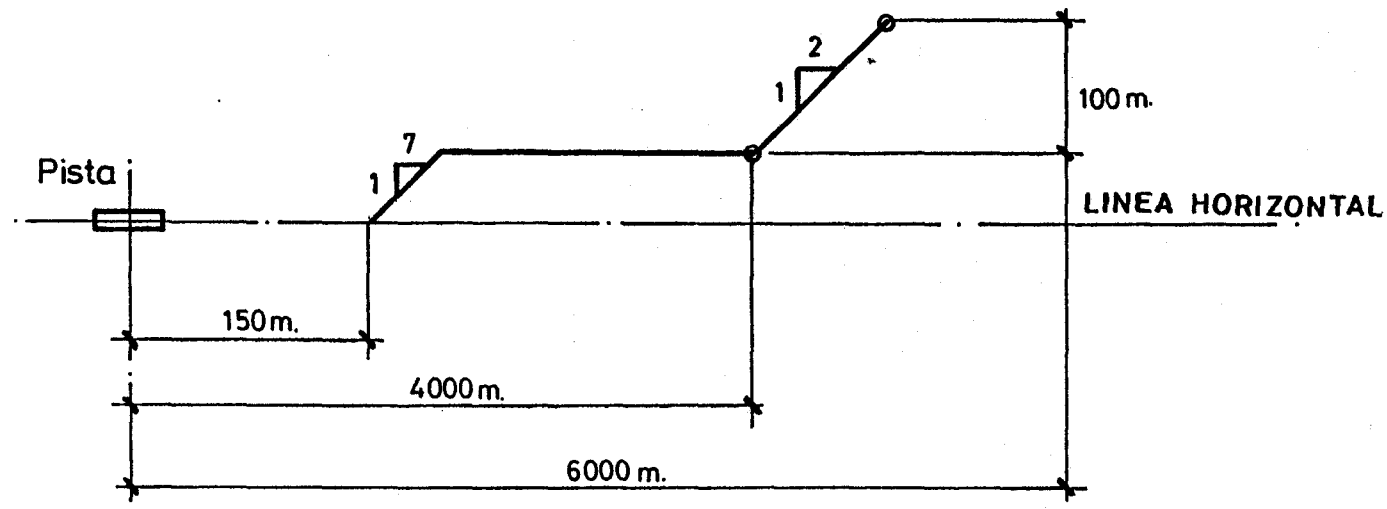


Fig. 4.10

SECCION TRASVERSAL DE SUPERFICIES DE SERVIDUMBRES



DISTANCIAS TOMADAS A PARTIR DEL EJE DE LA PISTA

Fig. 4.11

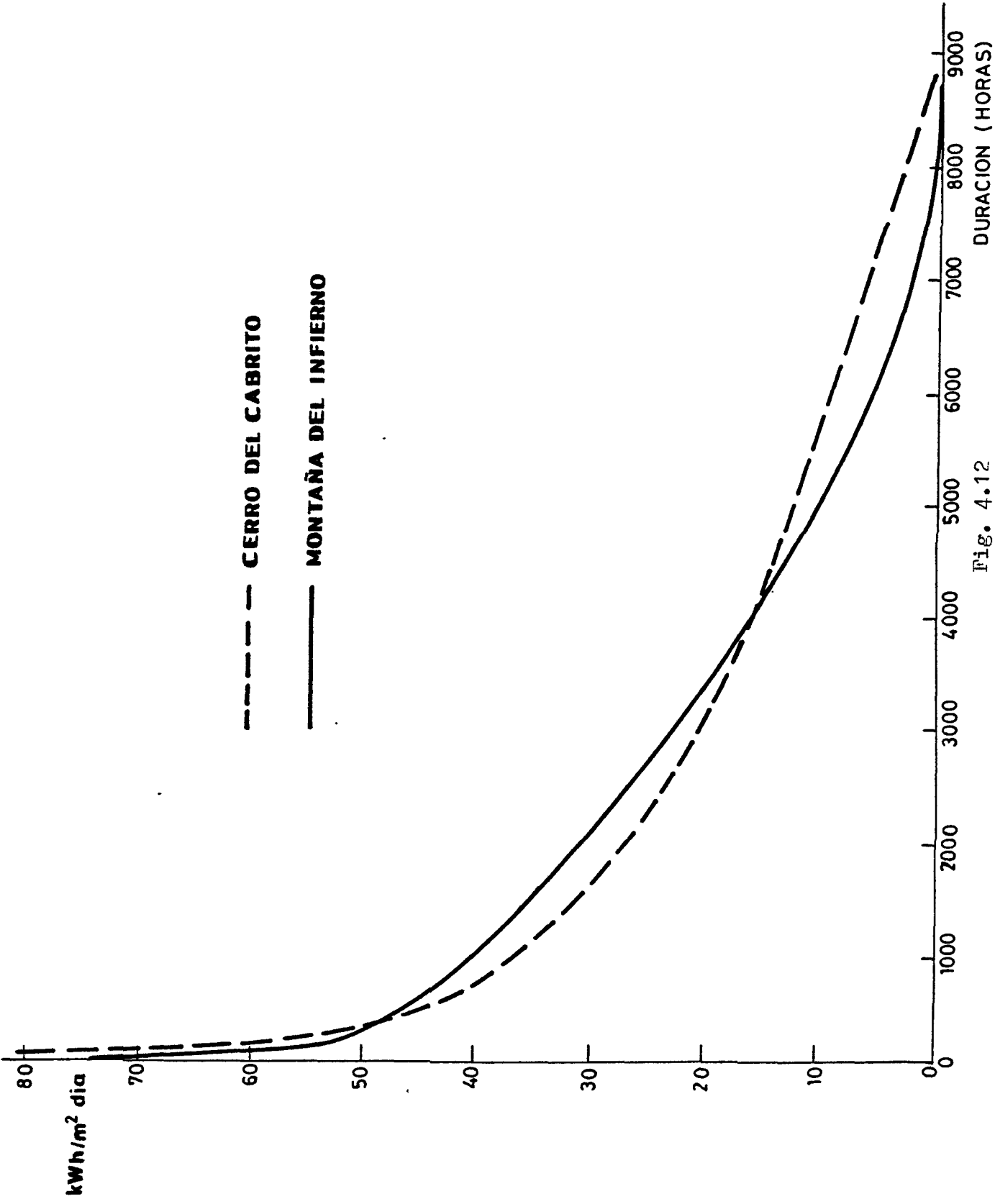


Fig. 4.12

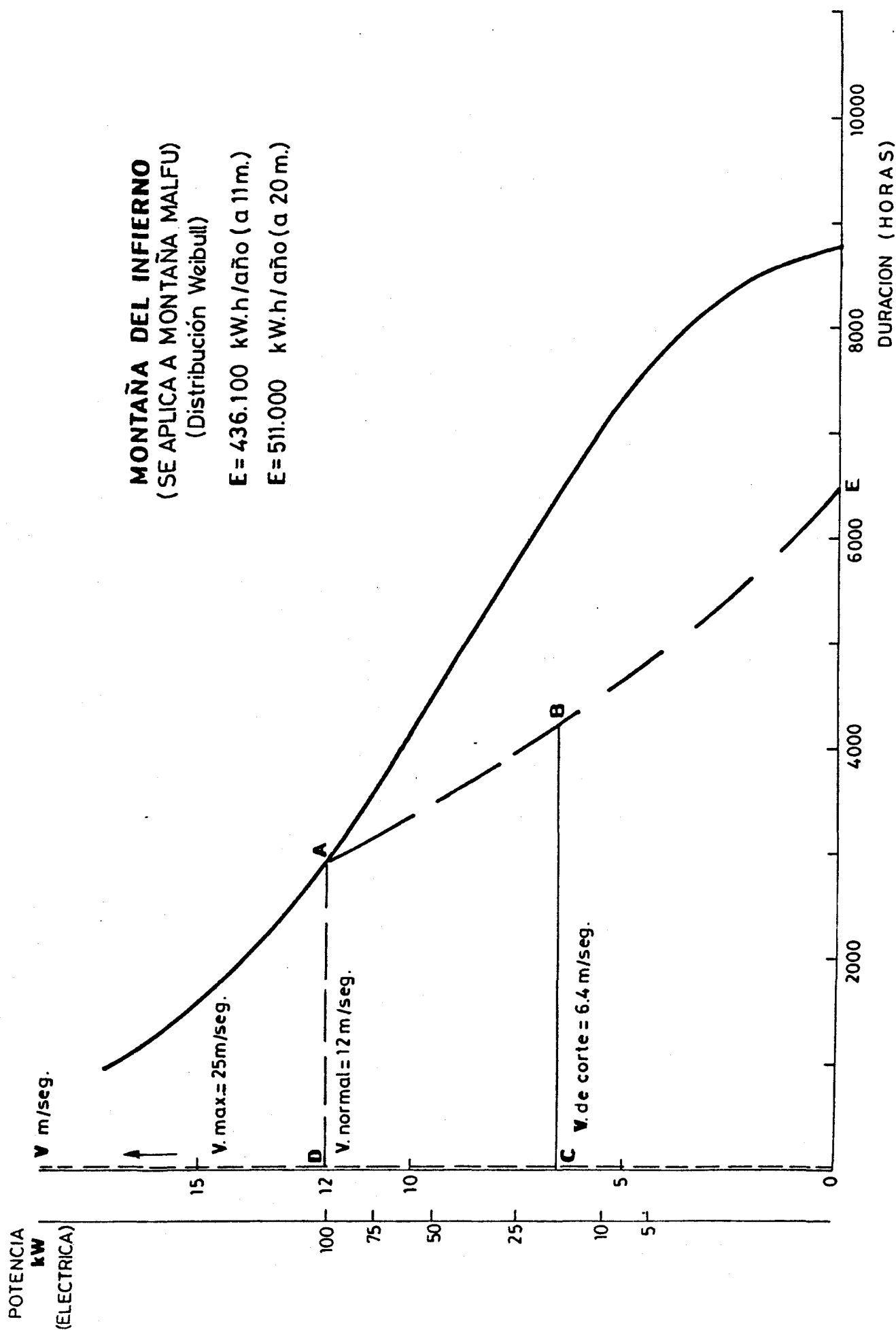


Fig. 4.13

LAS PALMAS (AEROPUERTO DE GANDO)

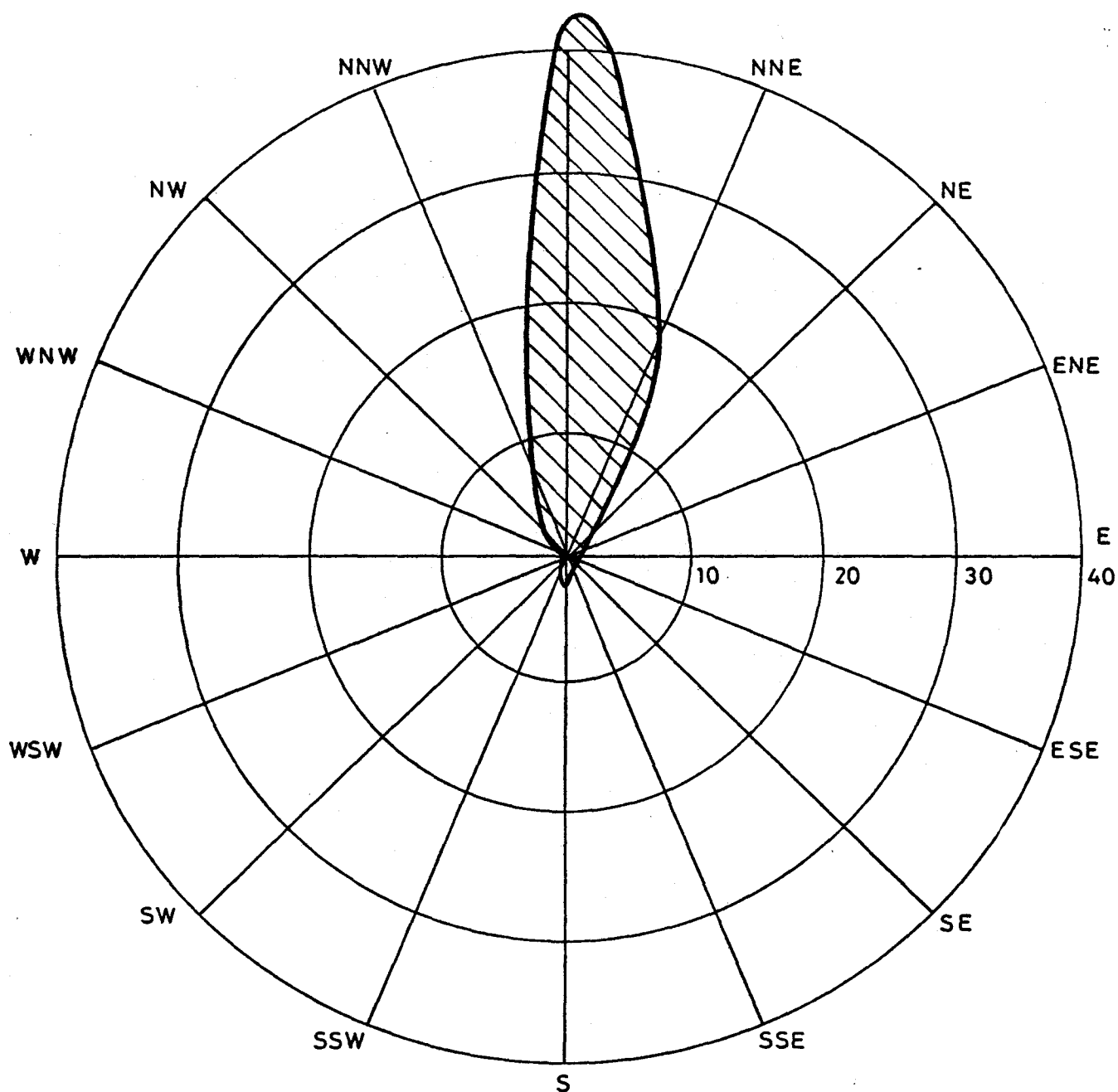


Fig. 4.14

5.- ZONA DE ACTUACION DEL VALLE DE POZO NEGRO. ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE UTILIZACION DE ENERGIA EOLICA EN LA MISMA

5.1.- CARACTERISTICAS GENERALES, INSTALACIONES EXISTENTES Y OBJETIVOS

El valle de Pozo Negro constituye una zona de excelentes características agrícolas, situada al Este de Fuerteventura y a 21 km de Puerto del Rosario (planos 5.1 y 5.2 del tomo 2 y fotografías 5.1 a 5.3 del tomo 2).

El Instituto de Reforma y Desarrollo Agrario dispone en esta zona y más concretamente en los Llanos de Rosa de Pozo Negro del terreno necesario para llevar a cabo un programa piloto sobre explotaciones de cultivo de regadío por aspersión. Como consecuencia del desarrollo del programa existen en la actualidad tres pozos (tipo perforación de 40 cm de diámetro), cuya situación se indica en el plano 5.2.

Las características de los pozos son las siguientes:

- Pozo A1

No aprovechable

- Pozo A2

Profundidad del pozo 60 m
Caudal aforado 2.94 l/seg
Nivel de aspiración de la bomba 54.60 m

- Pozo A3

Profundidad del pozo 60 m
Caudal aforado 4.95 l/seg
Nivel de aspiración de la bomba 57.40 m

Actualmente no se dispone de energía eléctrica, siendo la mínima distancia a la red de distribución de alta tensión de la isla de 6 km.

La demanda de energía es la necesaria para extraer el agua de los pozos a caudales de aforo y elevarla a una altura de alrededor de 30 m sobre el terreno de cultivo, para así disponer de presión suficiente para el riego por aspersión. El cálculo de la potencia se realiza en el apartado 5.3.1 (pág. 5.44).

El programa en esta zona está concebido como programa autónomo y, por tanto, consistirá en el estudio técnico-económico de utilización de la energía eólica en forma directa para satisfacer la demanda de energía, mientras que en el Capítulo 9 se realizará un breve estudio de las posibilidades que ofrece su combinación con la energía solar. No se considera la utilización de la energía eólica combinada con la de la biomasa por ser ésta prácticamente inexistente.

5.2.- POTENCIAL EOLICO DE LA ZONA DE ROSA DE POZO NEGRO DE LA ISLA DE FUERTEVENTURA

5.2.1.- Fuentes de datos

No existen en la actualidad datos locales del viento en la zona de Rosa de Pozo Negro, por lo que la estimación del potencial eólico de esta zona se realizará a partir de los datos existentes en otras estaciones de la isla de Fuerteventura de orografía semejante, sometidas a vientos de características semejantes. Estas condiciones son necesarias para garantizar la validez del potencial eólico así estimado.

Los datos del viento disponibles hasta la fecha, en la isla de Fuerteventura, son el resultado de un programa de medición de vientos llevado a cabo por la comisión de Estudios Especiales, durante las décadas de los años 50 y 60. Así mismo se dispone de datos del Aeropuerto del Matorral, proporcionados por el Instituto Meteorológico Nacional (ver Anexo).

En el cuadro 5.1 se expone a modo a resumen los emplazamientos, equipos de medida, períodos de medición y características de las medidas llevadas a cabo por las entidades ya mencionadas.

5.2.2.- Tratamiento de datos y presentación de resultados

Para definir con la precisión adecuada el potencial eólico de la zona es necesario determinar, en primer lugar, la energía eólica anual (potencia media anual) obtenida a partir de las observaciones efectuadas en un período largo de tiempo, p.e. 5 años o superior. En segundo lugar es necesario determinar la velocidad media del viento y

su distribución temporal, siendo usual reflejar esta última característica con la curva de distribución anual de velocidad acumulada.

Por otra parte, en el caso particular de aplicación de la energía eólica a los regadíos, objeto del presente trabajo, es necesario disponer de los datos que permitan el dimensionado de los depósitos de acumulación de agua para satisfacer la demanda de los riegos. Estos datos son básicamente los siguientes:

- Distribución mensual de velocidad media y de energía eólica.
- Número de períodos de viento en función de su duración que como consecuencia de su baja velocidad pueden ser improductivos. También denominados "calmas".
- Distribución temporal de las "calmas".

Partiendo de la información de las fuentes ya mencionadas se ha obtenido la distribución mensual de energía, en primer lugar, para los años en los que se dispone de datos de velocidad media diaria \bar{V}_d . Para esto se ha calculado la energía diaria E_d mediante la expresión:

$$E_d = \frac{1}{2} \rho \bar{V}_d^3 \times 24 \text{ hr}$$

habiendo tomado para la densidad ρ un valor medio constante igual a 1.25 kg/m^3 . La energía mensual se obtiene simplemente sumando las energías diarias correspondientes a cada mes. Como es sabido, para calcular correctamente la energía diaria y, por tanto, la mensual, hay que partir de datos de velocidad media horaria. Los cálculos de energía efectuados con la velocidad media diaria proporcionan una subestimación de la misma, estimándose que el error cometido es inferior al 10%.

El cálculo de la distribución mensual de energía para los años en los que sólo se dispone de valores de velocidad media mensual \bar{V}_M , se ha obtenido mediante la expresión:

$$E_M = \frac{\varphi}{2} \rho \bar{V}_M^3 \times (24 n) \text{ hr}$$

habiendo tomado para la densidad el mismo valor anterior, donde n representa el número de días del mes y φ es un coeficiente de corrección definido por la expresión:

$$\varphi = \frac{\sum_{d=1}^n \bar{V}_d^3}{\bar{V}_M^3}$$

El coeficiente de corrección depende fundamentalmente de la velocidad media mensual y se ha calculado, previamente, para los años en que se dispone de valores de velocidad media diaria. De esta forma la energía mensual calculada a partir de los valores de velocidad media mensual constituyen una aproximación que es del mismo orden que la calculada con los valores medios diarios y, por tanto, inferior al 10% .

En la estación de Corralejo, el equipo de medida es un energímetro de manera que la energía se obtiene directamente pero, en cambio, la velocidad media diaria hay que obtenerla a partir de la expresión:

$$\bar{V}_d = \sqrt[3]{\frac{2E_d}{\rho \times 24}}$$

Los resultados sobre distribución de energía, obtenidos para las distintas estaciones de observación, se presentan en las tablas 5.2 a 5.7 y en las figuras 5.1 a 5.3.

Los resultados del tratamiento de datos sobre velocidad se

presentan en la figura 5.4 que muestra la distribución mensual de velocidad media en las distintas estaciones y también en los cuadros 5.8 y 5.9 y figuras 5.5 a 5.8. Estas figuras muestran la distribución anual de velocidad acumulada, así mismo, en todas las estaciones de observación.

El estudio realizado sobre las "calmas", incluye información sobre el número de períodos de viento flojo y duración de los mismos a lo largo de cada mes en las estaciones de Corralejo, Cotillo y Puerto del Rosario. Los resultados se presentan en los cuadros 5.10 a 5.12. No se incluye el análisis de "calmas" en la zona del aeropuerto, por no ser los datos suministrados por el I.M.N. suficientes para realizar este tipo de análisis.

Finalmente, y obtenido de forma independiente, se expone en las figuras 5.9 a 5.11 un resumen del número de períodos medio anual, para los que la velocidad es inferior al valor indicado como parámetro, en función de su duración.

5.2.3.- Análisis de resultados, su aplicación a la zona del valle de Pozo Negro

De la comparación de los resultados presentados en el apartado 5.2.2, se observa que las distribuciones mensuales de energía y velocidad media de las diferentes estaciones son similares. Esto mismo sucede con la distribución anual de velocidad acumulada y con las características de las "calmas".

En general, la distribución mensual de la energía del viento, muestra cierta regularidad entre los meses de Mayo a Agosto, durante los cuales se alcanzan los mayores niveles de energía, presentándose

el máximo normalmente en Julio. En el resto de los meses la energía del viento es sensiblemente inferior, alcanzándose los mínimos durante los meses de Octubre y Noviembre o incluso en Enero. La relación entre la energía máxima y mínima llega a ser del 300%, mientras que la de velocidades es del 145%.

La semejanza de las características del viento observada en las distintas estaciones, todavía se hace más acusada si se comparan las curvas de duración anual de velocidad adimensionalizadas con la velocidad media, como se muestra en la figura 5.12. Hay que exceptuar la distribución de Corralejo cuya discrepancia puede ser explicada si se tiene en cuenta que la velocidad ha sido obtenida indirectamente a partir de valores medios diarios de la energía.

Hay que recordar que las curvas de distribución anual de velocidad acumulada se han trazado con datos de velocidad media diaria para todas las estaciones excepto para el Aeropuerto, en donde se dispone de datos de cinco observaciones diarias. En consecuencia, constituyen una aproximación de las curvas obtenidas con velocidades medias horarias, siendo de interés contrastarlas con las distribuciones teóricas de Weibull y Rayleigh ($k=2$) como se muestra en las figuras 5.13 y 5.14. Los valores del exponente k de la distribución de Weibull ($k=2.75$ para Cutillo y $k=2.5$ para Puerto del Rosario) se han calculado con la potencía media anual, obtenida a partir de velocidades medias diarias. Esto, como es sabido, proporciona valores de k superiores a los reales, de forma que las distribuciones de Weibull reales deben aproximarse todavía más a las de Rayleigh que, además, coincide con la distribución experimental del Aeropuerto, en el margen de velocidades de interés. Es por

esto que se considera que la distribución de Rayleigh constituye una buena aproximación de la curva de distribución anual de velocidad aproximada para todas las estaciones de observación.

Todos estos hechos de similitud, que eran de esperar, son consecuencia de dos factores importantes; en primer lugar, la distancia entre las estaciones es pequeña si se compara con la dimensión característica de los vientos dominantes en la zona, como son los Alisios, que es del orden de la anchura de la zona tropical, es decir, de unos 2000 km y en algunas épocas del año los Monzones. En segundo lugar, la orografía de las estaciones es semejante, caracterizándose por estar situadas en llanos y a distancias de los accidentes orográficos superiores a la lentitud característica de la perturbación que estos producen.

De esta manera puede admitirse de forma general que en la isla de Fuerteventura, en las zonas llanas, a poca altura sobre el nivel del mar y no perturbadas por accidentes orográficos, son de aplicación los resultados de los datos existentes, estando la velocidad media comprendida entre 5.55 y 6 m/seg. Es de esperar un aumento de la velocidad con la altura de los llanos sobre el nivel del mar.

En los valles y llanos situados a sotavento de cadenas montañosas (véase rosa de vientos fig. 5.15), como consecuencia de la posible separación de la corriente, se produce una zona turbillonaria y la velocidad media del viento disminuye. La separación y en su caso la distancia relativa a la altura de la cadena montañosa a partir de la cual su influencia es inapreciable depende mucho de la configuración geométrica de la misma. En consecuencia, debe realizarse un cuidadoso análisis

sis de dichos accidentes orográficos en cada caso particular.

Del mismo modo el aumento de velocidad que se produce en la cima de las montañas con respecto al llano, es función de las características de las mismas y debe ser analizado para cada caso.

Como consecuencia de las ideas expuestas, es necesario realizar un análisis de las características orográficas de la zona del valle de Pozo Negro, para realizar una previsión real del potencial eólico en la misma.

El valle de Pozo Negro está situado a sotavento de un núcleo montañoso formado por dos cadenas de dirección E-W, que confluyen al W en el Monte de Agudo que las separa. Al Sur se encuentra el Monte del Saladillo y al NW el Morro de Halcones. Las características de la orografía del lugar pueden apreciarse con más detalle en los planos 5.1 y 5.2 (tomo 2) y en las fotografías 5.4 a 5.8 del segundo tomo. En el cuadro 5.13 se indican las distancias absolutas, alturas y distancias relativas a la altura de los picos más relevantes, referidos a la ubicación del pozo A₂.

Cuadro N° 5.13.- DATOS DE MONTAÑAS PROXIMAS

NOMBRE DEL MONTE	DISTANCIA DESDE POZO A ₂ (m)	ALTURA (m)	DISTANCIA RELATIVA
- ATALAYA DEL AGUDO	3250	494	6.6
- MORRO DE HALCONES	2920	428	6.8
- MORRO DE LAS CASAS	2820	409	6.9
- MORRO DE VALLE CABALLO	2820	379	7.5
- ATALAYA DE POZO NEGRO	2500	436	5.7
- TABLERO DEL SALADILLO	1650	334	4.94

Se observará que la distancia relativa de los accidentes si tuados a barlovento (sector NW-NE) es del orden de 6 ó superior. Esto, unido a la suavidad de los perfiles de las laderas de las cadenas monta^ñosas mencionadas, hace suponer que, en las proximidades de los pozos, la influencia sobre el viento originada por el núcleo montañoso es inapreciable ⁽¹⁾. Por otra parte existen indicios, comprobados "in situ", que corroboran esta idea, como son: la existencia de arbustos y palmeras inclinadas en dirección contraria al viento dominante y la opinión de los escasos habitantes del valle en el sentido de que el valle es ventoso.

En consecuencia, se supondrá que para la ubicación de una aeroturbina en las proximidades del pozo A₂ son aplicables los resultados sobre características del viento obtenidos en el apartado 5.2.2. De forma más precisa, en lo que sigue se adoptarán los resultados obtenidos en la estación de Puerto del Rosario ya que es la estación más próxima a excepción del Aeropuerto, pero tiene a su favor una mayor abundancia de datos. A la información presentada se añadirá la distribución mensual de velocidades medias máximas y mínimas que se muestra en el cuadro 5.14.

Una solución alternativa que debe estudiarse es la posible ubicación de la aeroturbina en la cima de algún pico próximo, como consecuencia de la ganancia de velocidad y energía.

Desde un punto de vista teórico ⁽²⁾ una montaña bidimensional produce una amplificación de velocidad en la cima V_c con respecto a la del valle V_o tal que la relación V_c/V_o viene dada por la expresión:

(1) W. FROST, and C.F. CHIEH "Wind Characteristics Over Complex Terrain Relative to WECS Siting". AIAA. W.E.C., 1980, pp. 185.

(2) L.M. MILNE THOMSON "Aprovechamiento de la Energía del Viento". I.N.T.A., 1951.

$$V_c/V_o = \sqrt{1 + 3 \sin^2 \theta}$$

siendo θ el ángulo formado por el viento con el eje. De esta manera $V_c/V_o = 2$ cuando el viento sopla en dirección perpendicular al eje y $V_c/V_o = 1.62$ cuando todas las direcciones son equiprobables. En cambio, para una montaña semiesférica, la relación de velocidades es $V_c/V_o = 1.5$. Los escasos resultados experimentales (*) corroboran las ventajas de una montaña bidimensional con respecto a una montaña de simetría axial, pero con valores de ganancia de velocidad un poco inferiores.

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente expuesto y el análisis de la configuración orográfica obtenida por inspección "in situ", parece más apropiado ubicar la aeroturbina, como solución alternativa, en la Atalaya de Monte Agudo. Hay que señalar, no obstante, la conveniencia de realizar programas de medición de vientos tanto en la citada montaña como en el Morro de Halcones y en la Montaña del Saladillo para confirmar estos extremos; más habida cuenta de la mayor proximidad de estas dos últimas montañas a los pozos, que son el centro de consumo de energía.

Sobre las características del viento en la cima se considera que son válidos los datos de Puerto del Rosario multiplicados por un coeficiente de amplificación. Para fijar este coeficiente de amplificación hay que tener en cuenta que a los valores indicados anteriormente habría que añadir un aumento de velocidad que oscila entre un 10 y un 15% como consecuencia del aumento de velocidad en la capa límite con la altura respecto al suelo. En consecuencia, parece razonable fijar el coeficiente de ganancia de velocidad a la altura del buje de la aeroturbina en un 180%, resultando una velocidad media anual de 10 m/seg.

(*) Referencia (1) citada en la página anterior.

Cuadro Nº 5.1

DATOS DE VIENTO DE LA ISLA DE FUERTEVENTURA

ESTACION DE MEDICION y DISTANCIA A POZO NEGRO (Km.)	PERIODO (Años)	EQUIPO DE MEDIDA y ALTURA (m.)	PERIODICIDAD DE MEDICION	CONDICION OROGRAFICA y ALTURA SOBRE EL MAR (m.)
CORRALEJO (46'5)	7	Energímetro - 9'3	Diaria (1959-61-62-63) Medias mensuales (Resto)	Llano - 3'5
COTILLO (39'5)	8	Anemómetro - 6'3	Diaria (1953-59-61) Medias mensuales (Resto)	Llano - 10'0
PUERTO DEL ROSARIO (21)	10	Anemómetro - 7'0	Diaria (1953-61-62-63) Medias mensuales	Llano - 35'0
AEROPUERTO (17)	5	Anemómetro	Diaria (5 observaciones al día)	Llano - 0'0

Cuadro Nº 5.2

DISTRIBUCION MENSUAL DE ENERGIA

ESTACION: C O R R A L E J O

\bar{V}_{anual} : 6'84 m/seg
 \bar{P}_{anual} : 257'34 W/m²
 \bar{E}_{anual} : 2254'34 Kw.h/m²

(sacados a partir de E)

Mes Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septbre.	Octubre	Novbre.	Diciembre.
1957	84'22	128'52	114'04	274'89	203'49	208'57	206'11	178'91	119'47	87'88	91'12	379'26
1958	239'07	156'46	105'67	217'18	239'59	203'51	345'78	164'78	164'02	135'49	155'92	178'91
1959	123'98	107'43	184'46	264'04	216'30	226'31	305'05	213'06	101'59	105'27	120'28	135'89
1960	122'93	119'54	214'48	285'02	188'85	317'42	366'71	193'55	142'76	69'57	122'51	264'18
1961	201'64	85'77	126'76	208'35	202'85	220'35	345'77	208'07	122'48	171'80	113'72	98'28
1962	197'61	137'01	290'55	226'70	256'72	219'85	263'59	220'35	101'13	109'32	177'68	289'42
1963	134'98	226'90	178'79	284'26	280'29	133'48	210'09	288'53	138'59	76'46	80'46	257'83
MEDIA	157'78	137'37	173'53	251'49	226'87	218'49	291'87	209'61	127'15	107'97	123'10	229'11

Cuadro No 5.3

DISTRIBUCION MENSUAL DE ENERGIA

ESTACION: C O T I L L O

 \bar{V}_{anual} : 6'2 m/seg \bar{P}_{anual} : 222'81 W/m² \bar{E}_{anual} : 1951'85 Kw.h/m²

Mes Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septbre.	Octubre	Novbre.	Diciembre.
1953	-	-	141'98	148'22	194'93	173'58	473'48	290'47	142'10	103'70	273'58	174'49
1954	223'76	235'15	253'25	175'95	231'27	333'40	463'47	443'99	278'99	158'46	110'64	170'65
1955	137'68	143'00	96'91	183'94	307'82	218'82	367'44	295'98	278'99	117'94	43'42	127'02
1957	72'42	99'20	51'76	237'06	202'79	121'50	153'24	202'79	114'55	41'66	57'41	120'56
1958	160'70	93'79	91'53	183'94	231'27	161'72	254'74	251'66	141'40	111'95	88'58	133'70
1959	79'63	98'48	148'43	174'47	273'91	176'92	238'66	236'84	87'20	86'98	88'69	158'03
1960	87'53	50'09	120'56	168'18	176'75	184'79	41'34	57'43	134'33	58'84	69'67	178'78
1961	114'62	95'96	92'11	122'61	131'38	130'71	185'02	100'40	74'22	100'64	92'72	61'90
MEDIA	125'19	116'52	124'57	174'29	218'76	187'68	272'18	134'94	156'47	97'52	103'09	140'64

Cuadro Nº 5.4

DISTRIBUCION MENSUAL DE ENERGIA

ESTACION: P U E R T O D E L R O S A R I O

\bar{V} anual: 5'54 m/seg

\bar{P} anual: 160'52 W/m²

\bar{E} anual: 1406'18 Kw.h/m²

Mes Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septbre.	Octubre	Novbre.	Diciembre.
1953	74'05	72'76	97'63	61'06	91'69	98'60	150'50	186'05	67'08	47'58	66'32	60'65
1954	109'83	78'75	120'56	97'33	92'83	148'30	190'07	158'47	118'54	72'42	87'60	72'42
1955	51'67	57'41	35'72	82'26	97'99	94'83	181'81	106'16	125'01	38'27	35'37	98'69
1956	48'07	93'79	55'45	53'31	103'34	110'90	144'07	158'47	84'37	-	225'04	145'16
1957	51'67	122'92	102'51	209'37	120'53	116'64	124'15	144'07	100'49	51'68	119'38	-
1958	-	-	81'37	160'65	275'11	141'56	198'58	144'07	112'30	72'42	141'72	63'38
1960	51'67	50'09	114'33	192'17	139'53	110'90	333'30	173'79	118'54	92'52	112'5	137'68
1961	115'34	132'67	81'37	137'91	87'63	246'53	232'35	71'58	153'21	149'36	101'45	223'76
1962	145'07	200'15	108'98	126'06	127'95	129'67	146'85	108'52	110'60	126'37	201'86	172'81
1963	154'83	132'77	68'32	117'92	139'64	102'52	131'18	217'15	40'17	23'62	76'03	101'65
MEDIA	89'13	104'59	86'62	123'80	127'62	130'05	183'29	146'83	103'03	74'91	116'73	119'58

Cuadro N° 5.5

DISTRIBUCION ESTADISTICA DE ENERGIA MENSUAL

ESTACION: C O R R A L E J O

MES	ENERGIA MENSUAL (Kw.h/m ²)		
	Valores máximos δ de probabilidad 0%	Valores de probabilidad 50%	Valores mínimos δ de probabilidad 100%
Enero	239.07	131.20	84.22
Febrero	226.90	128.10	85.77
Marzo	290.55	178.10	105.67
Abril	285.02	265.60	208.35
Mayo	280.29	221.85	188.85
Junio	317.42	218.70	133.48
Julio	366.71	306.20	206.11
Agosto	288.53	206.20	164.78
Septiembre	164.02	121.85	101.13
Octubre	171.80	103.10	69.57
Noviembre	177.68	118.73	80.46
Diciembre	379.26	256.20	98.28

Cuadro Nº 5.6

DISTRIBUCION ESTADISTICA DE ENERGIA MENSUAL

ESTACION: C O T I L L O

MES	ENERGIA MENSUAL (Kw.h/m ²)		
	Valores máximos δ de probabilidad 0%	Valores de probabilidad 50%	Valores mínimos δ de probabilidad 100%
Enero	223.76	118.70	72.42
Febrero	235.15	95.31	50.09
Marzo	253.25	112.50	51.76
Abril	237.06	170.83	122.61
Mayo	307.82	225.00	131.38
Junio	333.40	175.00	121.50
Julio	473.48	250.00	41.34
Agosto	443.99	250.00	57.43
Septiembre	278.99	137.50	74.22
Octubre	158.43	104.16	58.84
Noviembre	273.58	91.67	43.42
Diciembre	178.78	150.00	61.90

Cuadro Nº 5.7

DISTRIBUCION ESTADISTICA DE ENERGIA MENSUAL

ESTACION: P U E R T O D E L R O S A R I O

MES	ENERGIA MENSUAL (Kw.h/m ²)		
	Valores máximos ó de probabilidad 0%	Valores de probabilidad 50%	Valores mínimos ó de probabilidad 100%
Enero	154.83	68.80	51.67
Febrero	200.15	93.80	50.09
Marzo	120.56	93.75	55.45
Abril	209.37	125.00	53.31
Mayo	275.11	112.50	87.63
Junio	246.53	112.50	94.83
Julio	333.30	175.00	124.15
Agosto	186.05	150.00	71.58
Septiembre	153.21	108.33	67.08
Octubre	149.36	65.66	23.62
Noviembre	225.04	112.50	35.37
Diciembre	223.76	106.30	60.65

Cuadro Nº 5.8

DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA

ESTACION	CORRALEJO				COTILLO			
Nº de Años	4				3			
I. medida	Energímetro				Anemómetro			
\bar{V} (m/s)	6'84				6'20			
V (m/s)	Días	Días \geq	Días al año	Horas al año	Días	Días \geq	Días al año	Horas al año
0'0 - 0'5	56	1460	365'0	8760'0	3	1057	365	8760
0'5 - 1'0		1404	351'0	8424'0	15	1054	363'9	8735'1
1'0 - 1'5	3	1404	351'0	8424'0	9	1039	358'8	8610'8
1'5 - 2'0	1	1401	350'2	8406'2	17	1030	355'7	8536'2
2'0 - 2'5	22	1400	350'0	8400'0	31	1013	349'8	8395'3
2'5 - 3'0	20	1378	344'5	8268'0	45	982	339'1	8138'4
3'0 - 3'5	11	1358	339'5	8148'0	64	937	323'6	7765'5
3'5 - 4'0	3	1347	336'7	8082'8	77	873	301'4	7235'0
4'0 - 4'5	2	1344	336'0	8064'0	87	796	274'9	6596'9
4'5 - 5'0	85	1342	335'5	8052'0	109	709	244'8	5875'9
5'0 - 5'5	149	1257	314'2	7542'8	75	600	207'2	4972'6

Cuadro Nº 5.8 (Continuación)
DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA

ESTACION	C O R R A L E J O				C O T I L L O			
Nº de Años	4				3			
I. medida	Energímetro				Anemómetro			
\bar{V} (m/s)	6'84				6'20			
V (m/s)	Días	Días \geq	Días al año	Horas al año	Días	Días \geq	Días al año	Horas al año
5'5 - 6'0	4	1108	277'0	6648'0	88	525	181'3	4351'0
6'0 - 6'5	248	1104	276'0	6624'0	87	437	150'9	3621'7
6'5 - 7'0	23	856	214'0	5136'0	78	350	120'9	2900'7
7'0 - 7'5	247	833	208'2	4998'8	60	272	93'9	2254'2
7'5 - 8'0	139	586	146'5	3516'0	56	212	73'2	1757'0
8'0 - 8'5	84	447	111'7	2682'8	38	156	53'9	1292'9
8'5 - 9'0	133	363	90'7	2178'8	40	118	40'7	977'9
9'0 - 9'5	111	230	57'5	1380'0	24	78	26'9	646'4
9'5 - 10'0	70	119	29'7	714'8	9	54	18'6	447'5
10'0 - 10'5	33	49	12'2	294'8	13	45	15'5	372'9
10'5 - 11'0	11	16	4'0	96'0	17	32	11'0	265'2
11'0 - 11'5	3	5	1'2	30'8	3	15	5'2	124'3

Cuadro Nº 5.8 (Continuación)
DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA

ESTACION	CORRALEJO				COTILLO			
Nº de Años	4				3			
I. medida	Energímetro				Anemómetro			
\bar{V} (m/s)	6'84				6'20			
V (m/s)	Días	Días \geq	Días al año	Horas al año	Días	Días \geq	Días al año	Horas al año
11'5 - 12'0	1	2	0'5	12'0	3	12	4'1	99'4
12'0 - 12'5	1	1	0'2	6'8	1	9	3'1	74'6
12'5 - 13'0					1	8	2'7	66'3
13'0 - 13'5					2	7	2'4	58'0
13'5 - 14'0					1	5	1'7	41'4
14'0 - 14'5					2	4	1'4	33'1
14'5 - 15'0					1	2	0'7	16'6
15'0 - 15'5					1	1	0'3	8'3
15'5 - 16'0								
16'0 - 16'5								
16'5 - 17'0								

Cuadro N° 5.9

DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA

ESTACION	F U E R T E V E N T U R A (AEROPUERTO I.M.N.)			
I. de medida	Anemómetro			
Nº de Años	5			
\bar{V} (m/s)	6'4			
V (m/s)	días	días \geq	días al año \geq	Horas al año \geq
0'00 - 1'544	147'8	1825'0	365'0	8760'0
1'544- 3'089	155'1	1677'1	335'4	8050'4
3'089- 5'148	335'8	1522'0	304'4	7305'8
5'148- 8'237	744'6	1186'2	237'2	5694'0
8'237- 10'811	357'7	441'6	88'3	2119'9
10'811- 13'800	71'1	83'90	16'8	402'9
13'800- 16'988	2'2	12'8	2'6	61'3
16'988- 20'592	1'8	1'8	0'4	8'7
20'592-	0'0	0'0	0'0	0'0

Cuadro N° 5.9 bis

DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA

ESTACION	P U E R T O D E L R O S A R I O			
I. de medida	Anemómetro			
Nº de Años	4			
\bar{V} (m/s)	5'50			
V (m/s)	días	días \geq	días al año	Horas al año
0.0 - 0.5	3	1436	365'0	8760'0
0.5 - 1.0	1	1433	364'2	8741'7
1.0 - 1.5	12	1432	364'0	8735'6
1.5 - 2.0	14	1420	360'9	8662'4
2.0 - 2.5	47	1406	357'4	8577'0
2.5 - 3.0	78	1359	345'4	8290'3
3.0 - 3.5	100	1281	325'6	7814'5
3.5 - 4.0	120	1181	300'2	7204'4
4.0 - 4.5	99	1061	269'7	6472'4
4.5 - 5.0	138	962	244'5	5868'5
5.0 - 5.5	152	824	209'4	5026'6
5.5 - 6.0	132	672	170'8	4099'4
6.0 - 6.5	109	540	137'3	3294'1

Cuadro Nº 5.9 bis(Continuación)

DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA

ESTACION	P U E R T O D E L R O S A R I O			
I. de medida	Anemómetro			
Nº de Años	4			
\bar{V} (m/s)	5'50			
V (m/s)	días	días \geq	días al año	Horas al año
6.5 - 7.0	98	431	109'5	2629'2
7.0 - 7.5	93	333	84'6	2031'4
7.5 - 8.0	82	240	61'0	1464'1
8.0 - 8.5	42	158	40'2	963'8
8.5 - 9.0	34	116	29'5	707'6
9.0 - 9.5	23	82	20'8	500'2
9.5 - 10.0	14	59	15'0	359'9
10.0 - 10.5	12	45	11'4	274'5
10.5 - 11.0	10	33	8'4	201'3
11.0 - 11.5	9	23	5'8	140'3
11.5 - 12.0	4	14	3'5	85'4
12.0 - 12.5	3	10	2'5	61'0
12.5 - 13.0	2	7	1'8	42'7
13.0 - 13.5	2	5	1'3	30'5
13.5 - 14.0	2	3	0'8	18'3
14.0 - 14.5		1	0'2	6'1
14.5 - 15.0		1	0'2	6'1
15.0 - 15.5		1	0'2	6'1

Cuadro Nº 5.10

DISTRIBUCION MENSUAL DE CARACTERISTICAS DE VIENTO FLOJO

(Primavera - Verano)

ESTACION: C O R R A L E J O

Nº de años de observación = 4

Días	ABRIL			MAYO			JUNIO			JULIO			AGOSTO			SEPTIEMBRE		
V ≤	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 2	≤ 3	≤ 4
1	3	5	8	4	4	5	4	7	11			6	4	4	5	8	10	18
2			1			4			1			1			2	1	1	2
3			1			1			2			1			2			4
4																		3
5																		
6																		
7																		
8																		
9																		
10																		
11																		
12																		
13																		
14																		

Cuadro Nº 5.11

DISTRIBUCION MENSUAL DE CARACTERISTICAS DE VIENTO FLOJO

(Primavera - Verano).

ESTACION: C O T I L L O

Nº de años de observación = 3

[illegible]

Cuadro Nº 5.11 (Continuación)
DISTRIBUCION MENSUAL DE CARACTERISTICAS DE VIENTO FLOJO
(Otoño - Invierno)

ESTACION: C O T I L L O

Nº de años de observación = 3

Días	OCTUBRE			NOVIEMBRE			DICIEMBRE			ENERO			FEBRERO			MARZO		
	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 2	≤ 3	≤ 4
V ≤																		
1	3	5	12	2	7	7	3	7	9	2	5	5	2	4	5	3	5	14
2	1	2	4			2			4		1	2		1	2	1	1	
3						1		1	1			1			1			
4						1						1						
5																		
6																	1	
7																		
8																		
9																		
10																		
11																		
12																		
13																		
14																		
15																		
16																		

Los datos de Enero y febrero se refieren unicamente a los años 1959-61

DISTRIBUCION MENSUAL DE CARACTERISTICAS DE VIENTO FLOJO

(Primavera - Verano)

ESTACION: PUERTO DEL ROSARIO

Nº de años de observación = 4

[illegible]

Cuadro Nº 5.14

DISTRIBUCION MENSUAL DE VELOCIDADES MEDIAS

ESTACION: P U E R T O D E L R O S A R I O

Altura de Instrumentación: 7 m.

Mes	\bar{V}_{media}	\bar{V}_{mfn}	$\bar{V}_{m\acute{a}x}$
ENERO	4.85	4.1	5.7
FEBRERO	5.1	4.3	5.8
MARZO	5.0	3.8	5.7
ABRIL	5.80	4.5	7.1
MAYO	6.0	5.1	7.9
JUNIO	6.3	5.6	7.7
JULIO	6.5	4.2	8.2
AGOSTO	6.1	4.9	6.6
SEPTIEMBRE	5.5	5.0	5.7
OCTUBRE	5.0	3.8	7.3
NOVIEMBRE	5.0	3.4	6.3
DICIEMBRE	5.4	4.4	6.9

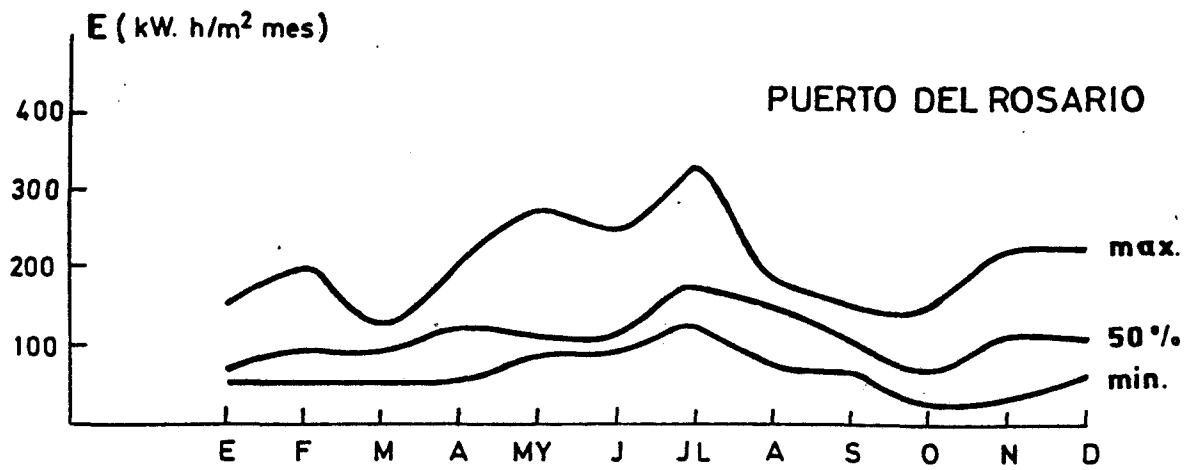


Fig. 5.1.- Distribución Estadística de Energía Mensual

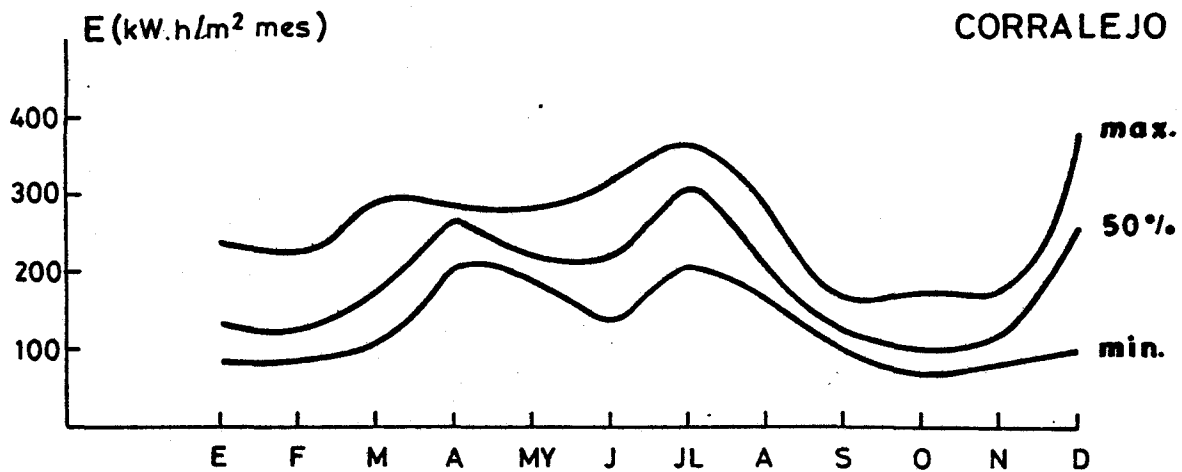


Fig. 5.2.- Distribución Estadística de Energía Mensual

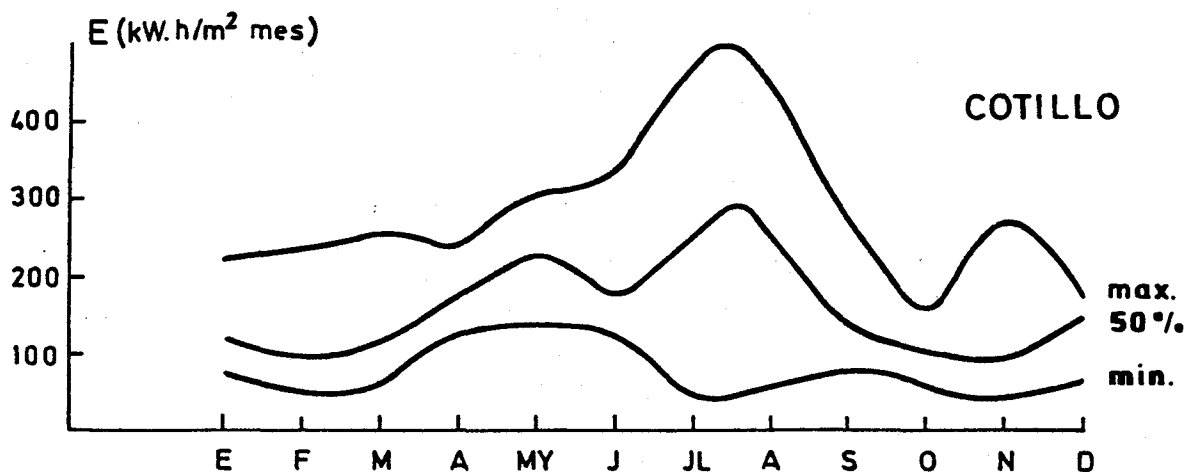


Fig. 5.3.- Distribución Estadística de Energía Mensual

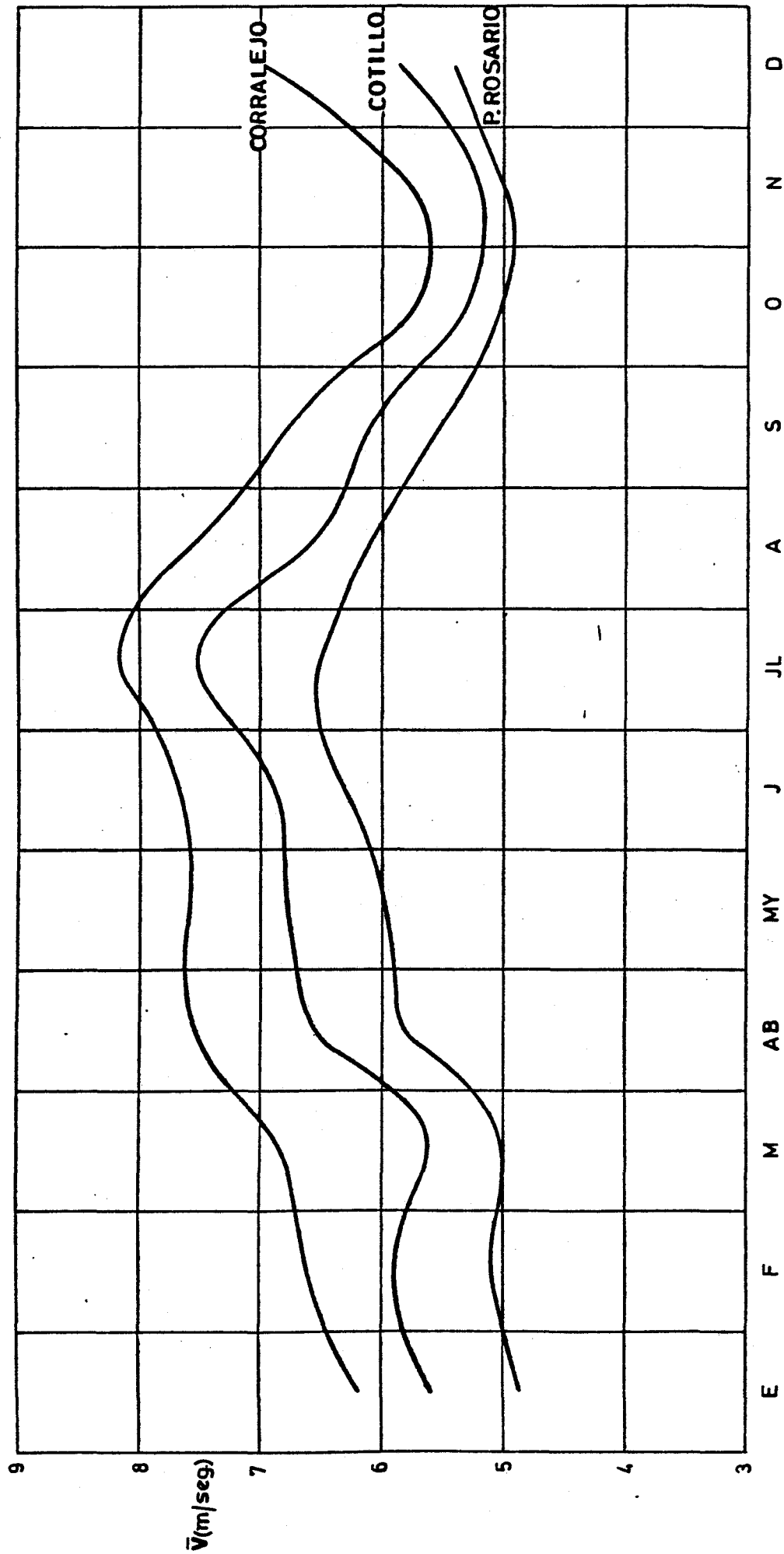
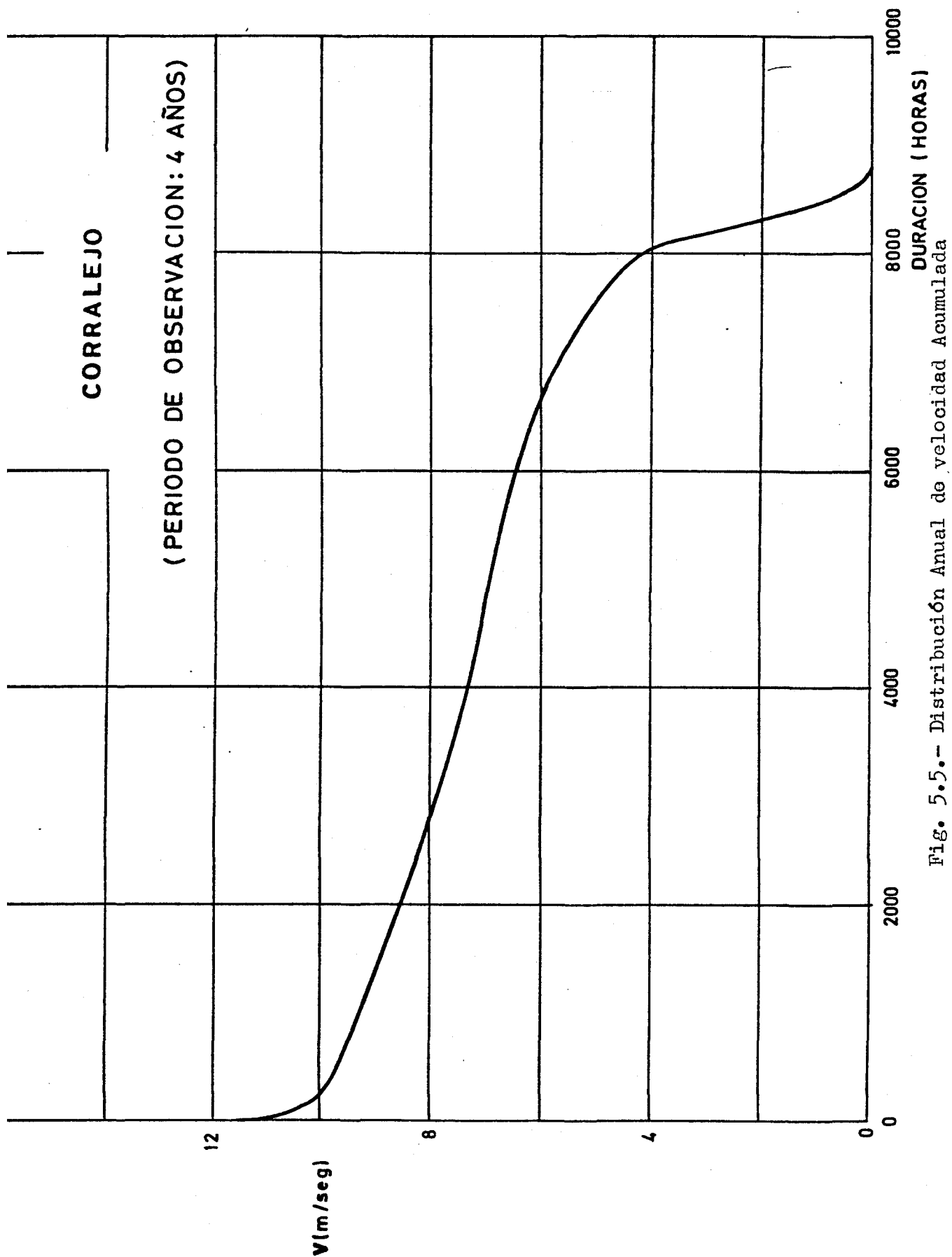


Fig. 5.4.- Distribución Mensual de Velocidad Media



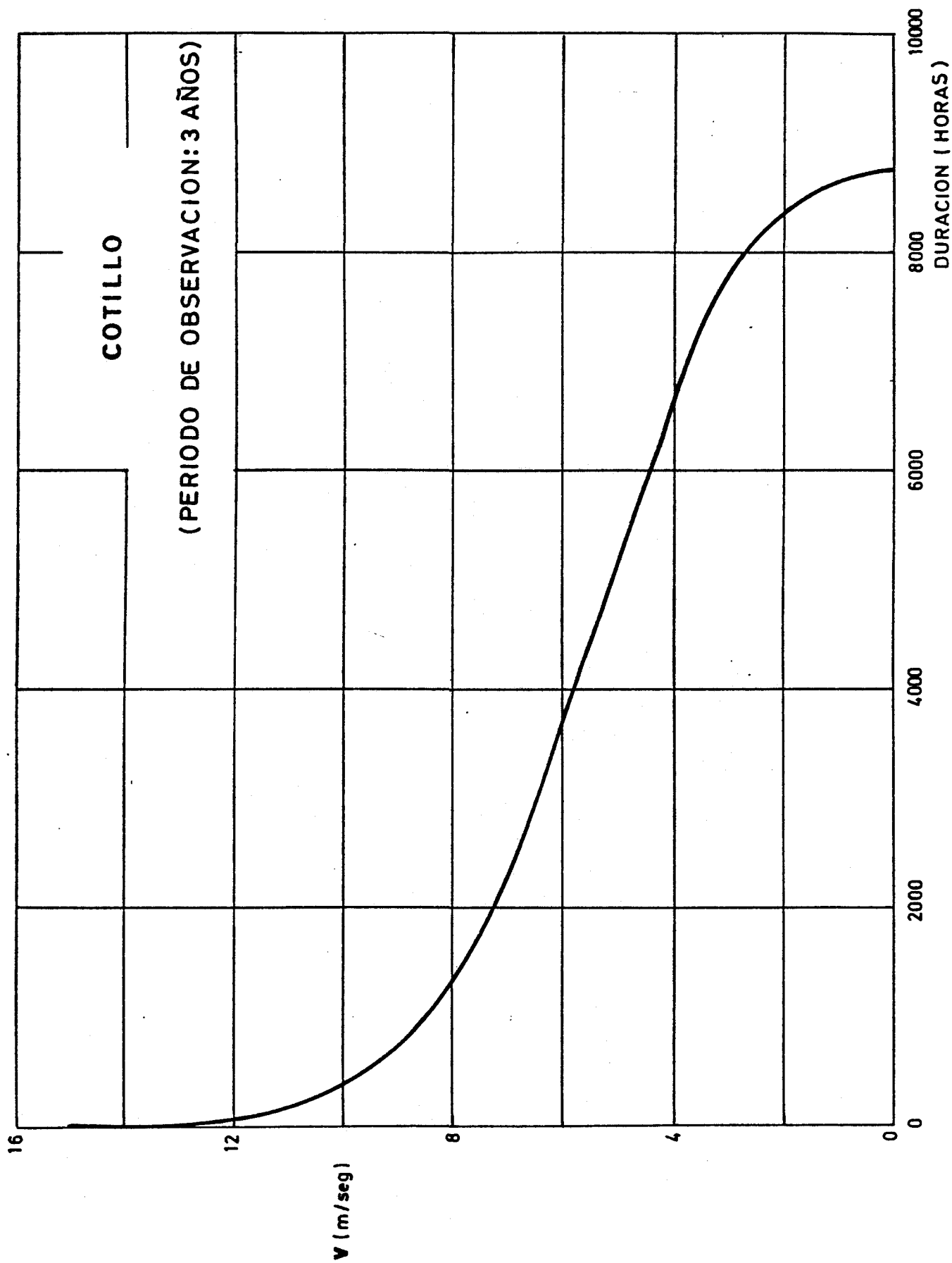


Fig. 5.6.- Distribución Anual de Velocidad Acumulada

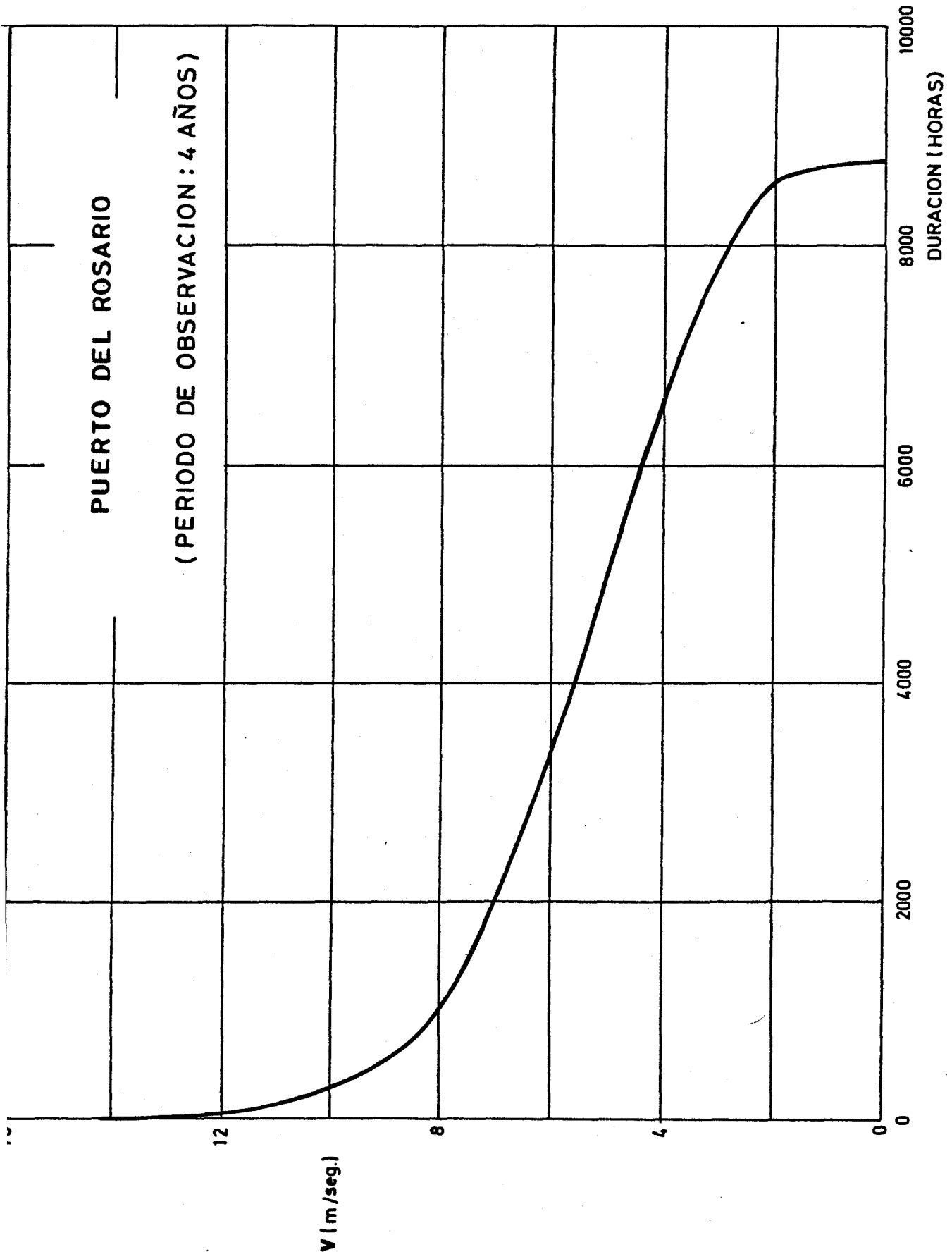


Fig. 5.7.- Distribución Anual de Velocidad Acumulada

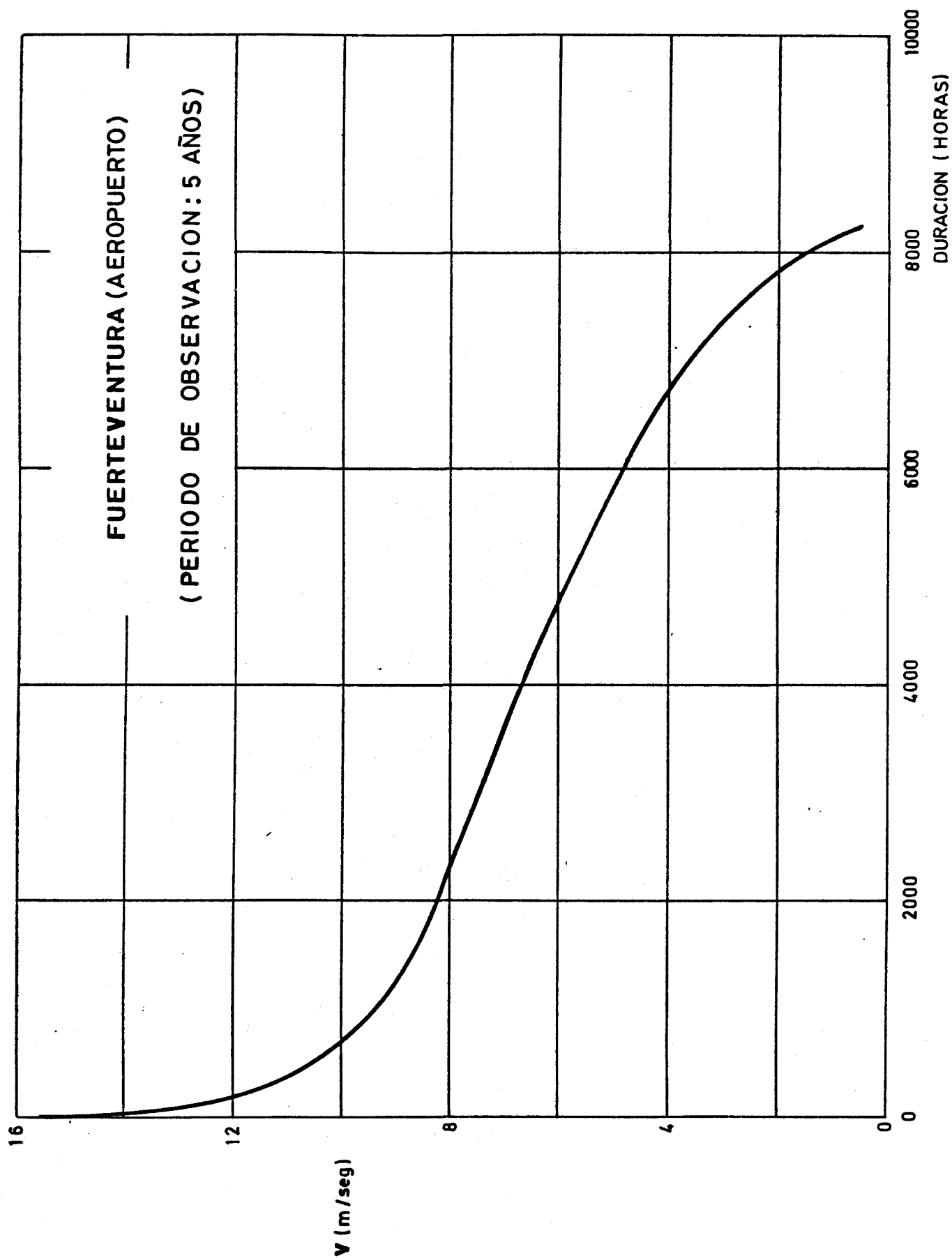


Fig. 5.8.- Distribución Anual de Velocidad Acumulada

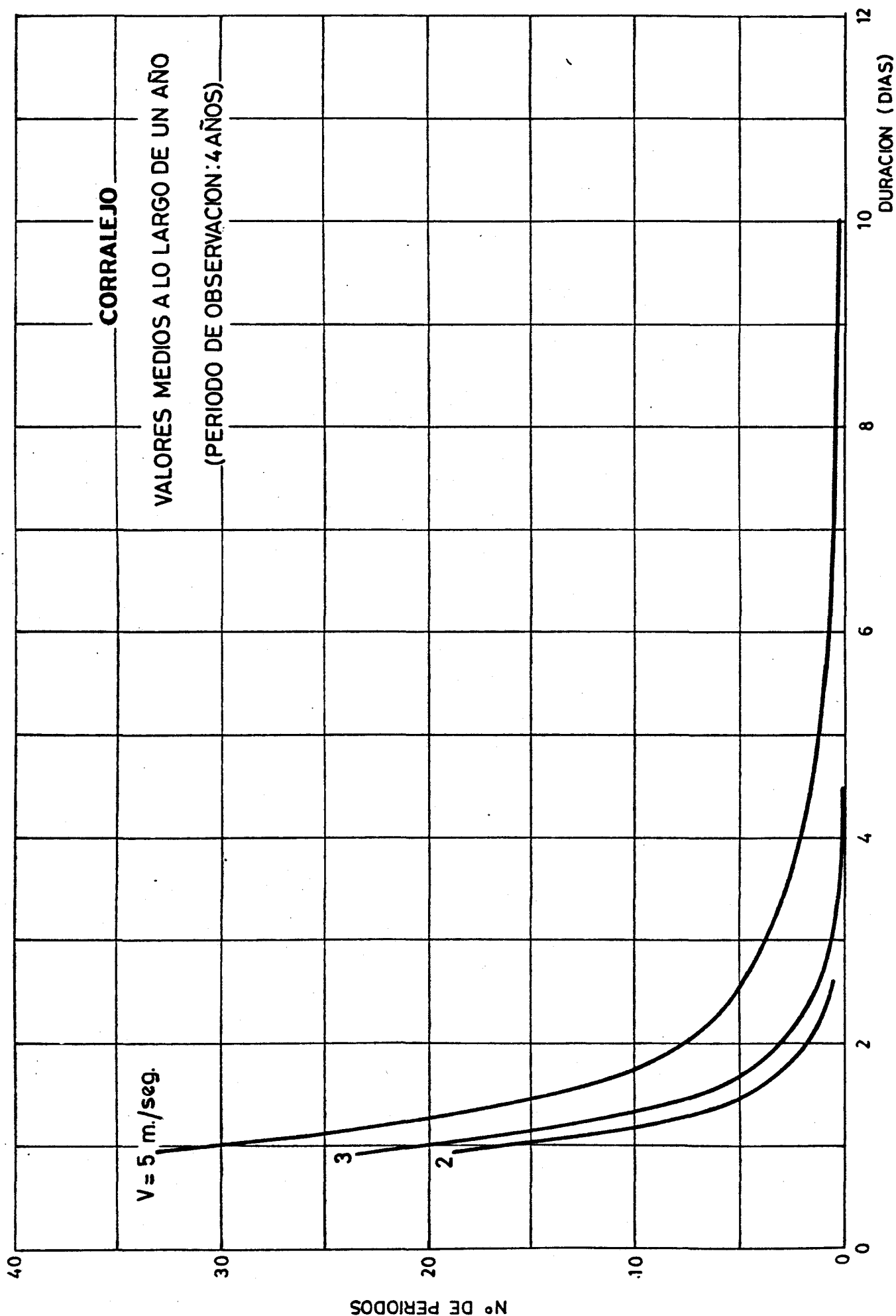


Fig. 5.9.- Períodos y Duración de "Calmas"

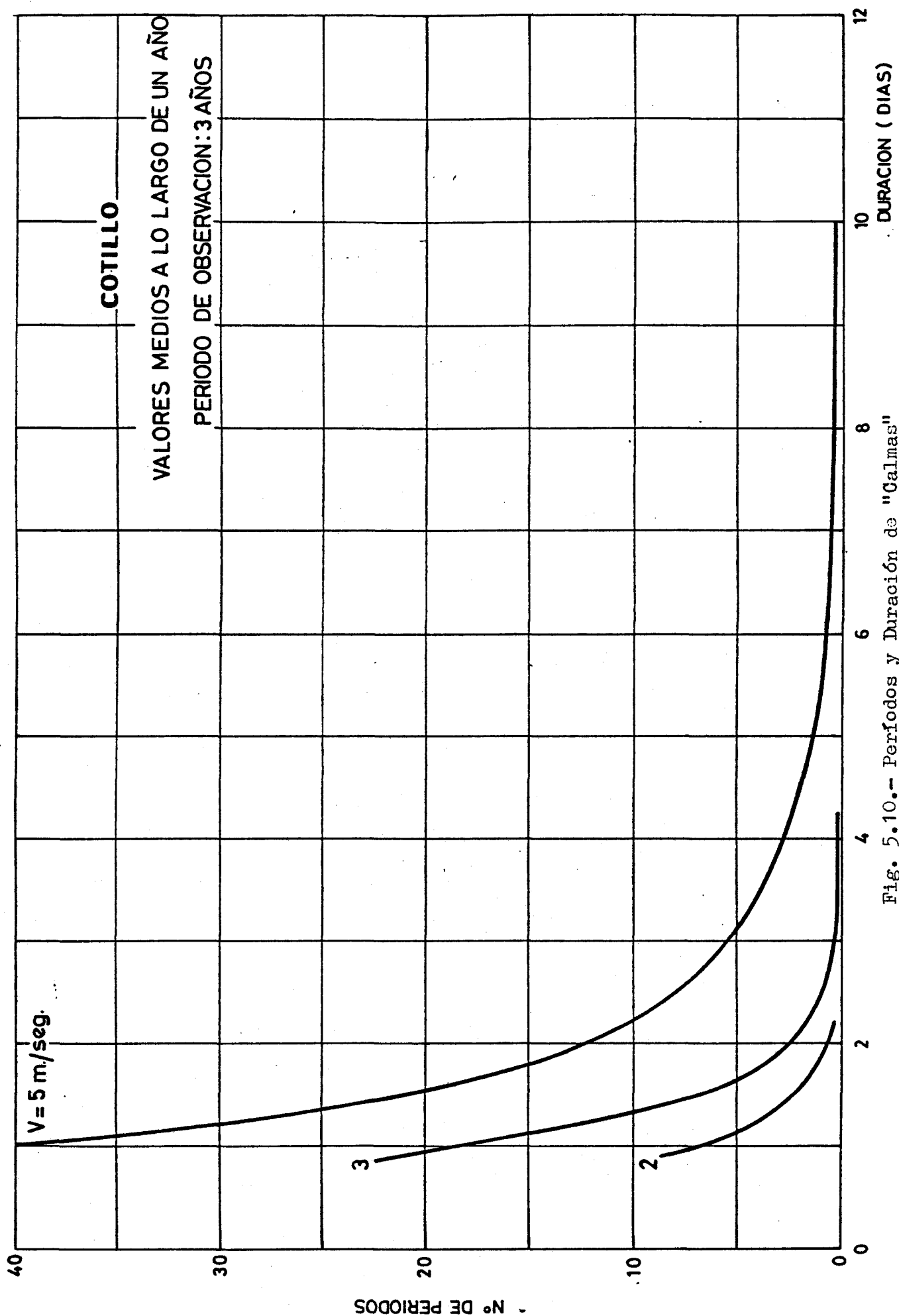


Fig. 5.10.- Períodos y Duración de "Calmas"

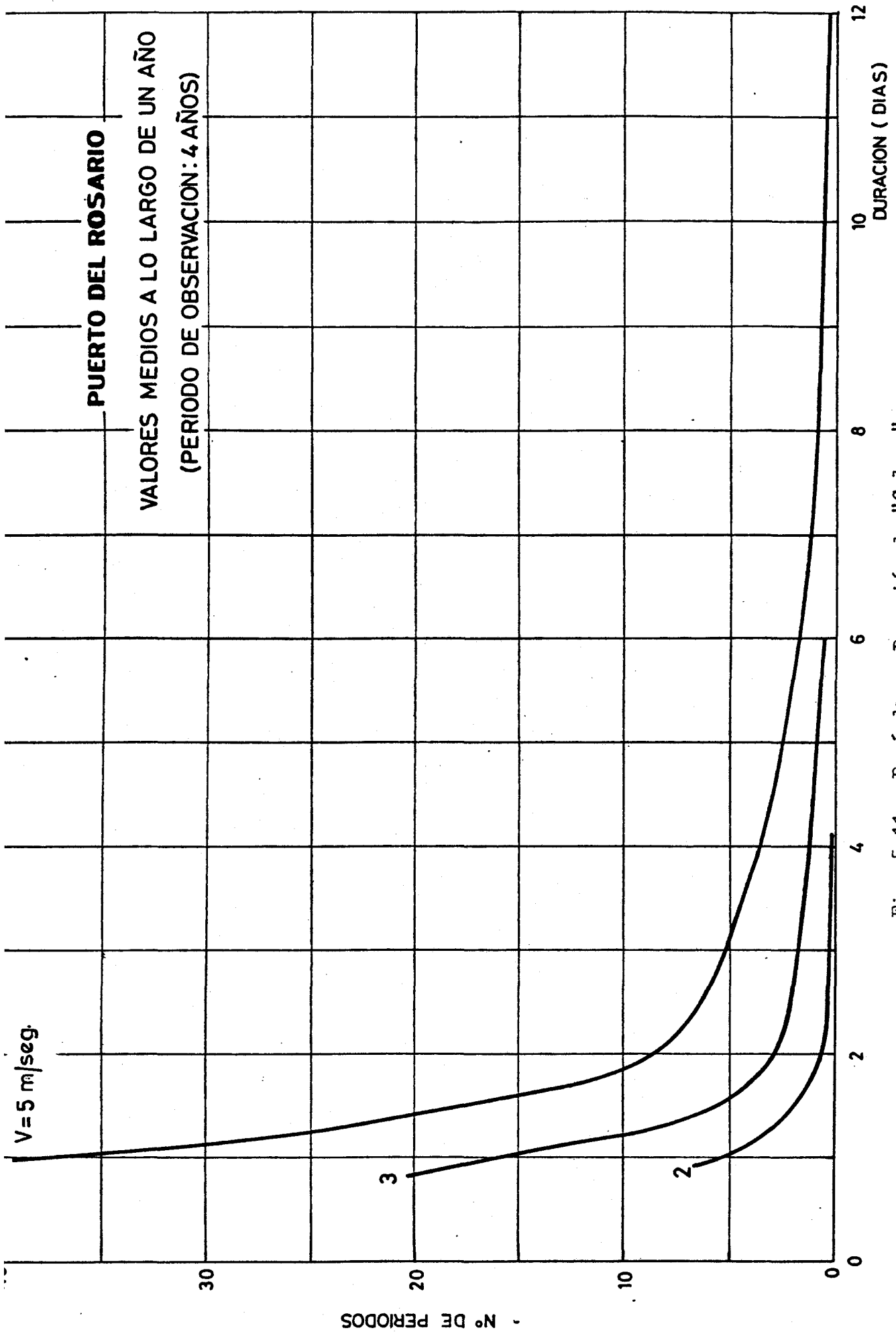


Fig. 5.11.- Períodos y Duración de "Calmas"

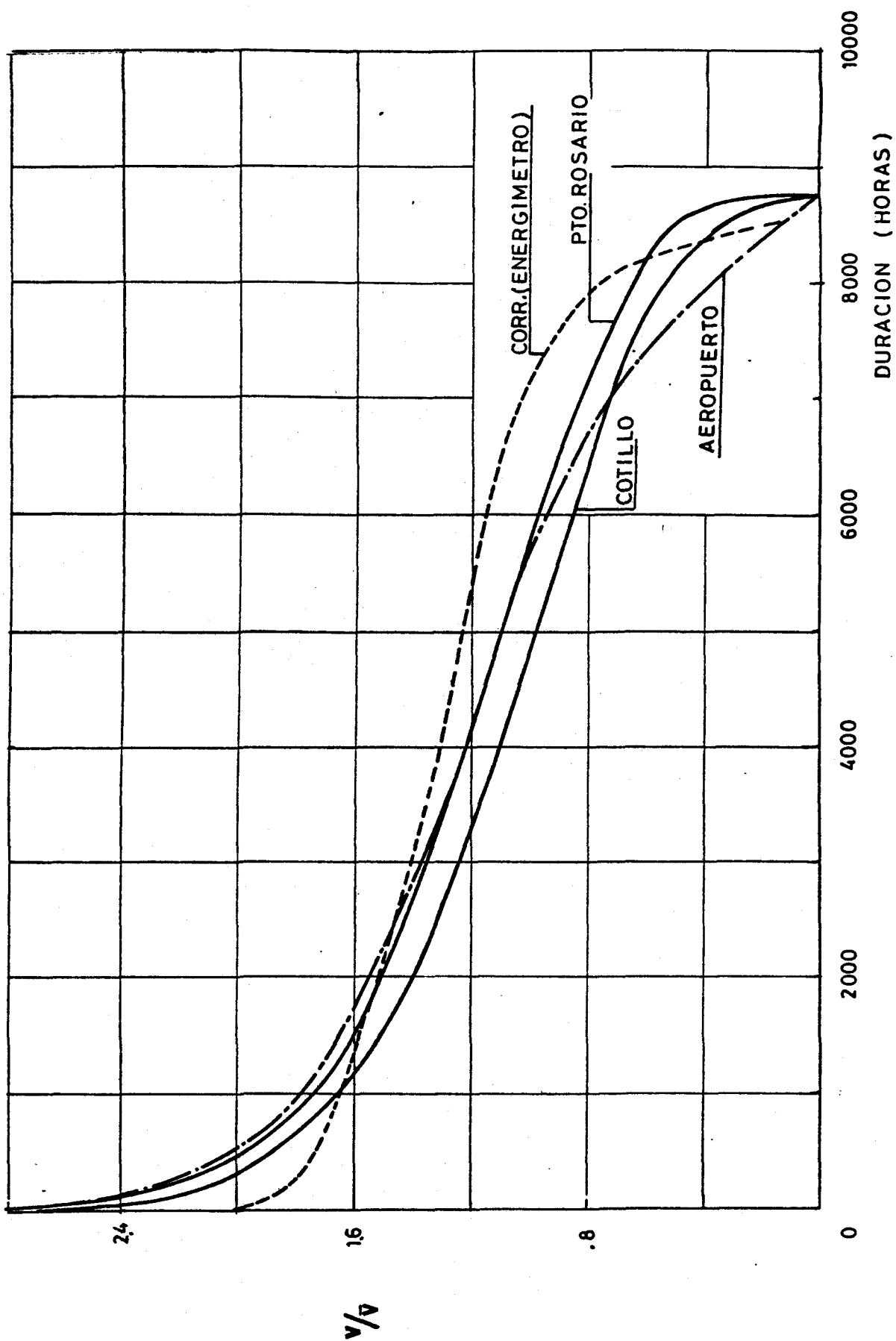


Fig. 5.12.- Comparación de curvas de distribución anual de velocidad acumulada

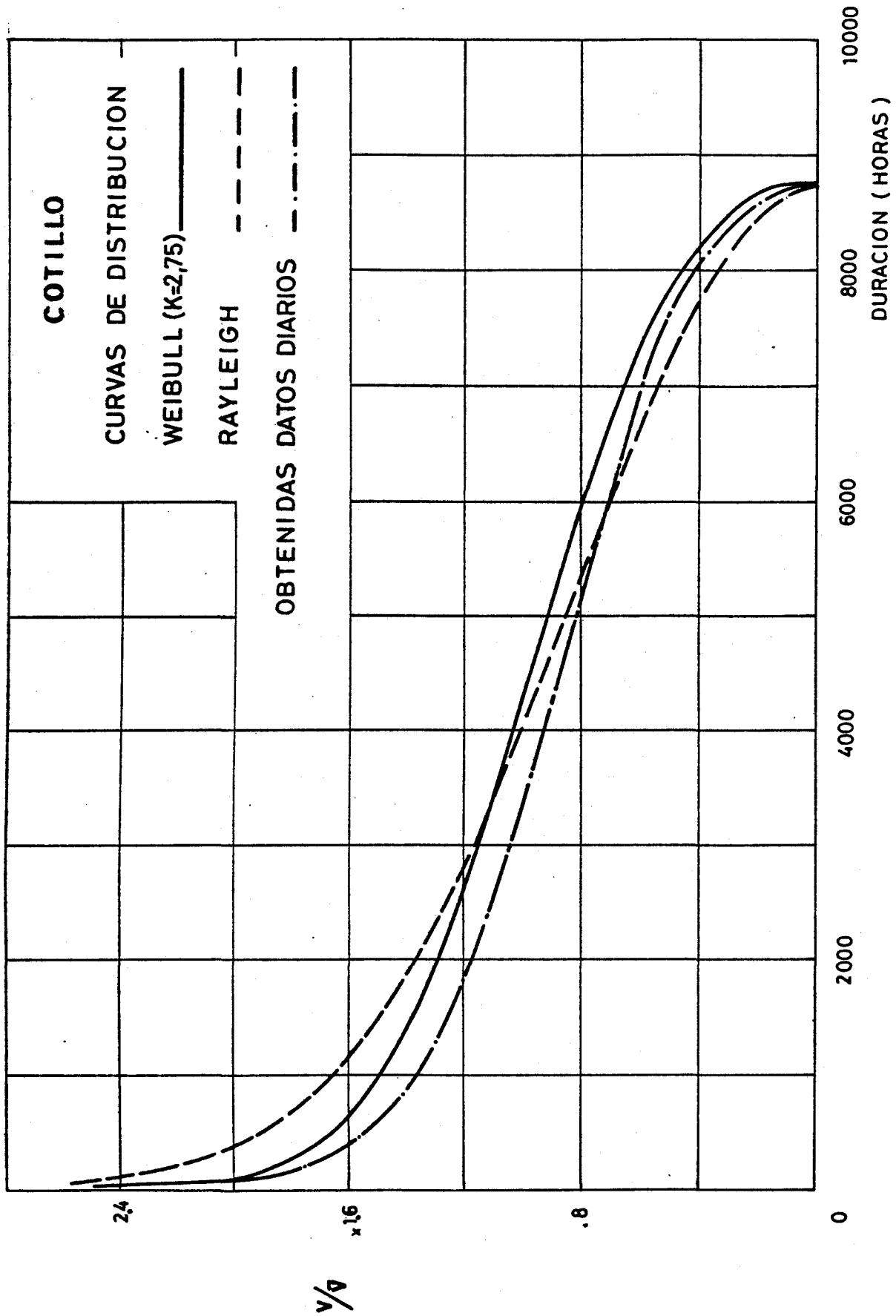


Fig. 5.13.- Comparación curvas de duración trazadas con valores de velocidad media diaria y curvas de Weibull y Rayleigh

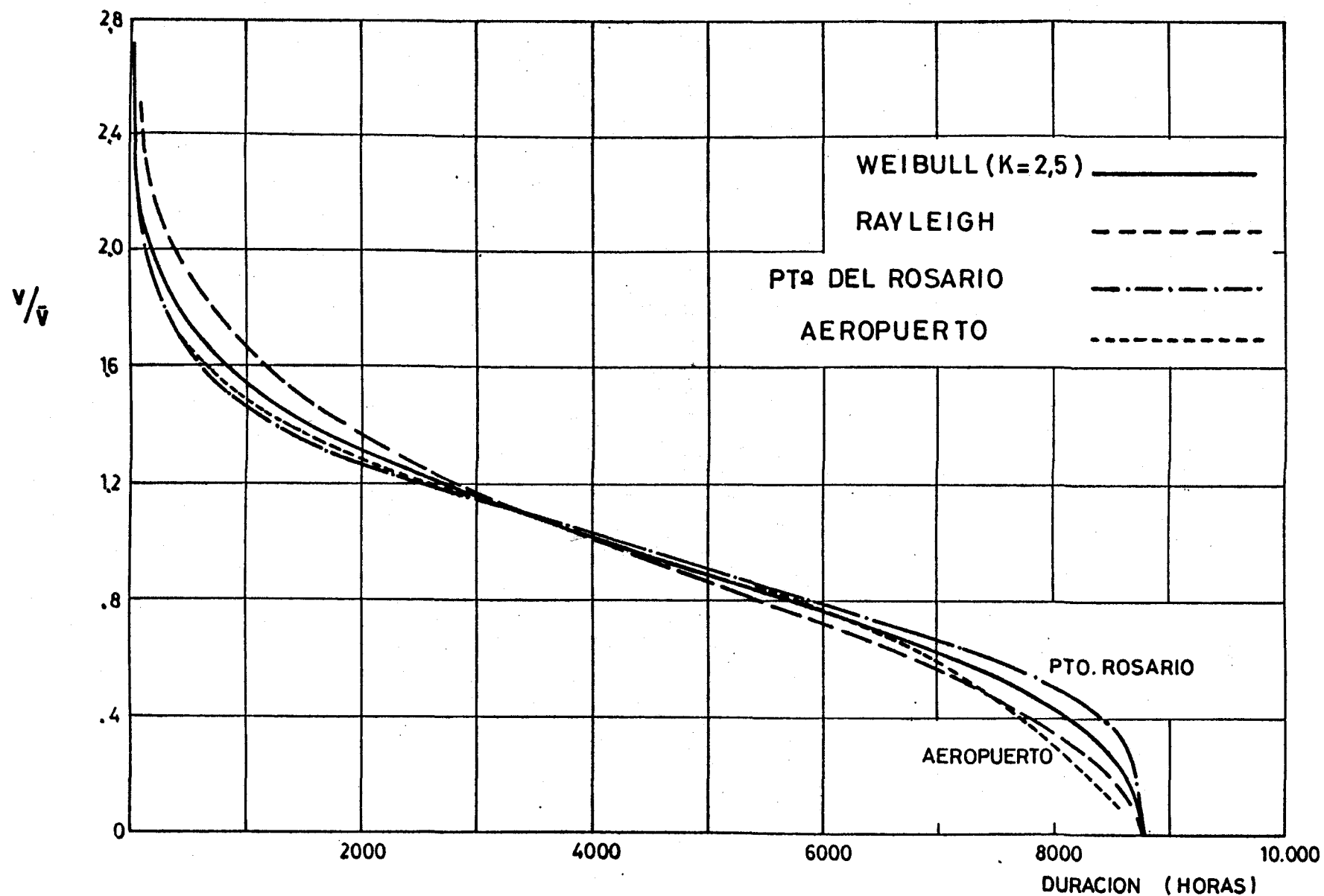


Fig. 5.14.- Comparación curvas de duración del Aeropuerto y Puerto del Rosario con las curvas de distribución de Weibull y Rayleigh

FUERTEVENTURA (AEROPUERTO)

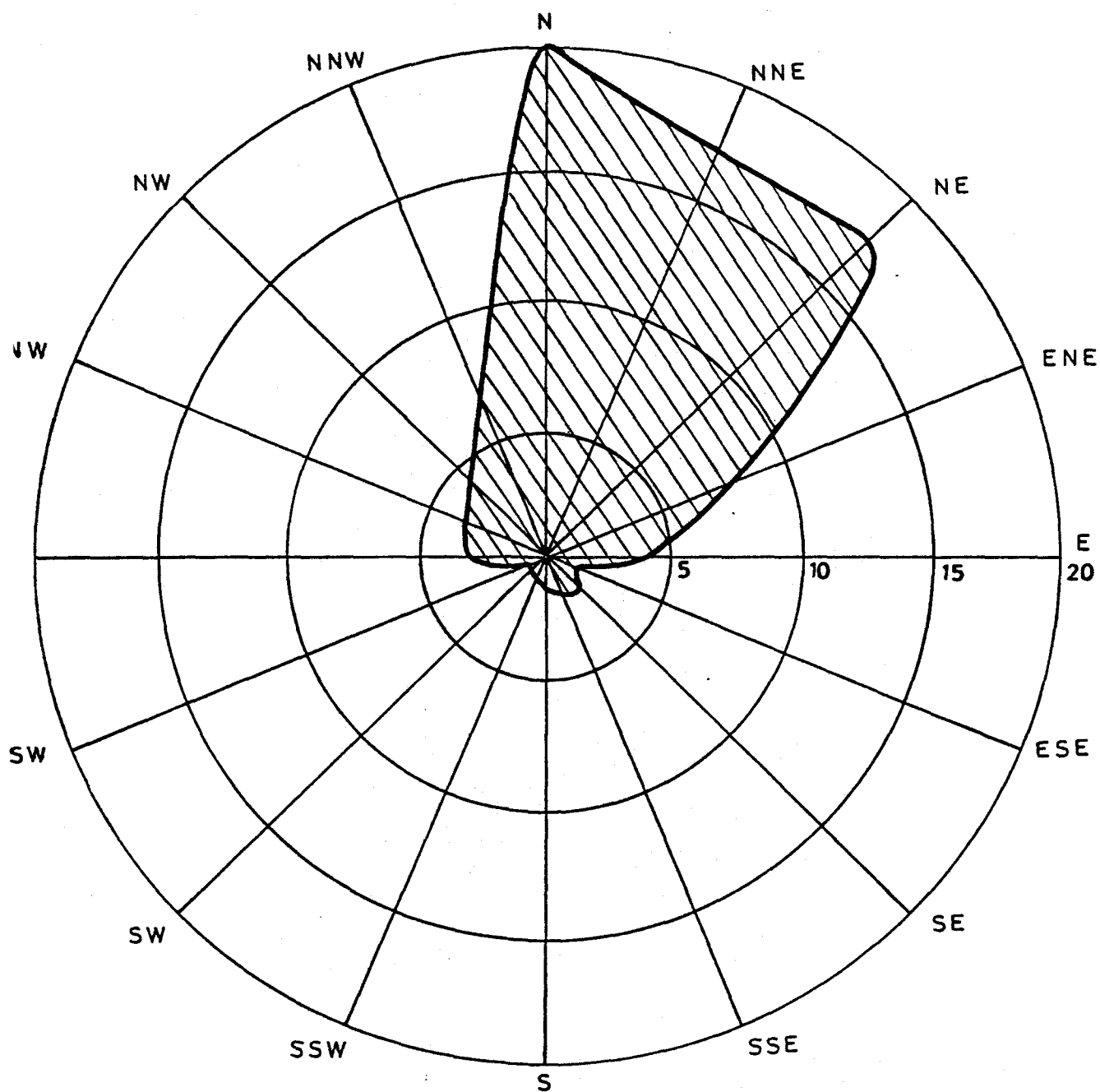


Fig. 5.15.- Rosa de los vientos

5.3.- POSIBLE PROGRAMA DE ACTUACION PARA UTILIZACION DIRECTA DE LA ENERGIA EOLICA

5.3.1.- Descripción del sistema y cálculo de la demanda energética

La demanda energética, como ya se ha mencionado, es la necesaria para extraer agua de los pozos a caudales aforados y elevarla a una altura de unos 30 ó 40 m por encima de los pozos.

En la figura 5.16 se presenta un esquema del sistema más apropiado, compuesto por una aeroturbina y generador eléctrico o aerogenerador, para producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, y tres electrobombas para bombeo de agua. Las bombas designadas con los números 1 y 2 extraen el agua de los pozos A₂ y A₃ respectivamente, bombeándola a un depósito nodriza situado en las inmediaciones del pozo A₂; la tercera bomba trasvasa el agua del depósito nodriza a un depósito elevado cuya altura de ubicación estará comprendida entre la cota 110 y 115, para así disponer de la presión suficiente para el riego por aspersión.

Para la determinación del emplazamiento idóneo de la aeroturbina se estudiará comparativamente el caso de emplazamiento en las proximidades de los pozos A₂ y A₃ (véase plano 5.2) y el de su emplazamiento en la cima de la Atalaya de Agudo.

A continuación se exponen algunos comentarios y comparaciones con otros posibles sistemas. En primer lugar hay que señalar la elección del tipo de bombeo eléctrico frente al bombeo mecánico, cuyo uso está muy extendido en las islas, mediante aeromotores multipala lentos. Las razones que justifican esta elección son:

- Potencias de bombeo y profundidades de pozos superiores a las de los aeromotores comerciales existentes.
- La utilización de aeromotores implicaría la instalación, al menos, de dos de ellos aumentando así los problemas de mantenimiento.
- El sistema eléctrico adoptado posee mayor flexibilidad que el mecánico para su adaptación a la variabilidad de la energía eólica.

Por otra parte, el sistema de bombeo de dos escalones utilizado, presenta ventajas con respecto al sistema de una sola etapa que utilizase una bomba para cada pozo y elevase el agua directamente al depósito elevado. La primera ventaja es mayor flexibilidad del sistema de tres bombas para adaptarse a la potencia que puede ser obtenida del viento, mediante el conexionado o desconexionado de alguna o dos de las bombas; esto repercute en un mejor aprovechamiento de la energía eólica y en consecuencia aumenta el volumen anual de agua extraída. En segundo lugar cabe destacar que se necesita menos potencia instalada ya que la bomba de trasiego tiene mayor rendimiento que las de extracción de agua.

El tipo de electrobomba que se utilizará es un grupo sumergible de bomba vertical de varias etapas por ser el tipo de bomba más adecuada para el tipo de pozos existentes (perforaciones de 40 cm de diámetro) y de mayor rendimiento para las características altura-caudal exigidos. El funcionamiento de este tipo de bombas es silencioso, fiable y relativamente económico.

El cálculo de la potencia de cada bomba P_b se obtiene mediante la expresión:

$$P_b = \frac{Q_b \rho g h}{\eta_b} + Q_b \rho \sum_j \varphi_{Ej} \cdot V_{Ej}^2$$

siendo Q_b el caudal, h la altura de elevación de agua, η_b el rendimiento de cada una de ellas y ρ la densidad del agua. El último término representa las pérdidas que se producen en los distintos elementos de la red hidráulica, siendo V_E la velocidad de cada elemento y habiendo tomado los siguientes valores experimentales para φ_E :

$$\varphi_E (\text{Tramo recto}) = 0.00225 \text{ L/D}$$

$$\varphi_E (\text{Codo}) = 0.00225$$

$$\varphi_E (\text{Llave}) = 0.006$$

En el cuadro 5.15 se representan los resultados obtenidos, indicándose las potencias eléctricas consumidas redondeadas (P), suponiendo que el rendimiento del motor eléctrico es aproximadamente 0.85.

5.3.2.- Actuaciones del conjunto aerogenerador-electrobombas

El funcionamiento del conjunto aerogenerador y electrobombas (ver esquema figura 5.17) depende únicamente de la velocidad del viento y de los elementos de regulación del sistema, usualmente paso de la aeroturbina.

Para obtener la energía anual producida, caudales bombeados, optimización del sistema de regulación, etc., es necesario conocer las actuaciones del sistema en el margen de velocidades del viento comprendidas entre la velocidad de arranque y la velocidad límite.

La resolución del problema para una instalación ya definida implica la determinación de las 35 variables de funcionamiento indicadas en la figura 5.17, en función de las variables independientes V y θ .

Las ecuaciones de que disponemos son las siguientes:

- Ecuaciones de funcionamiento de los elementos

- Aeroturbina

$$P_A = f_1(N_A, V, \theta) \quad (1)$$

- Multiplicador

$$\eta_{ML} \simeq \text{cte} \quad (2)$$

- Generador

$$U_g = f_3(N_g, I_g, \cos \varphi_g) \quad (3)$$

$$\eta_g = f_4(N_g, I_g, \cos \varphi_g) \quad (4)$$

- Motores

$$I_{M1} = f_5(N_g, N_{M1}, U_{M1}) \quad (5)$$

$$I_{M2} = f_6(N_g, N_{M2}, U_{M2}) \quad (6)$$

$$I_{M3} = f_7(N_g, N_{M3}, U_{M3}) \quad (7)$$

$$P_{M1} = f_8(N_g, N_{M1}, U_{M1}) \quad (8)$$

$$P_{M2} = f_9(N_g, N_{M2}, U_{M2}) \quad (9)$$

$$P_{M3} = f_{10}(N_g, N_{M3}, U_{M3}) \quad (10)$$

- Bombas

$$\Delta p_1 = f_{11}(N_{b1}, Q_1) \quad (11)$$

$$\Delta p_2 = f_{12}(N_{b2}, Q_2) \quad (12)$$

$$\Delta p_3 = f_{13}(N_{b3}, Q_3) \quad (13)$$

$$\Delta b_1 = f_{14}(N_{b1}, Q_1) \quad (14)$$

$$\Delta b_2 = f_{15}(N_{b2}, Q_2) \quad (15)$$

$$\Delta b_3 = f_{16}(N_{b3}, Q_3) \quad (16)$$

- Ecuaciones de acoplamiento

- Condición de vueltas

$$N_g/N_A = k \text{ (factor de multiplicación)} \quad (17)$$

$$N_{M1} = N_{b1} \quad (18)$$

$$N_{M2} = N_{b2} \quad (19)$$

$$N_{M3} = N_{b3} \quad (20)$$

- Igualdad de potencias

$$P_A \eta_{ML} G = \sqrt{3} I_g U_g \cos \varphi_g \quad (21)$$

$$P_{M1} = p_1 Q_1 / \eta_{b1} \quad (22)$$

$$P_{M2} = p_2 Q_2 / \eta_{b2} \quad (23)$$

$$P_{M3} = p_3 Q_3 / \eta_{b3} \quad (24)$$

- Relaciones independientes de la red eléctrica

Se supone despreciable la caída de tensión en la línea eléctrica.

$$U_g = U_{M1} \quad (25)$$

$$U_g = U_{M2} \quad (26)$$

$$U_g = U_{M3} \quad (27)$$

$$I_g \cos \varphi_g = I_{M1} \cos \varphi_1 + I_{M2} \cos \varphi_2 + I_{M3} \cos \varphi_3 \quad (28)$$

$$I_g \sin \varphi_g = I_{M1} \sin \varphi_1 + I_{M2} \sin \varphi_2 + I_{M3} \sin \varphi_3 \quad (29)$$

$$f_{17}(U_g, I_g, I_{M1}, \cos \varphi_g, \cos \varphi_1, N_g, N_{M1}) = 0 \quad (30)$$

$$f_{18}(U_g, I_g, I_{M2}, \cos \varphi_g, \cos \varphi_2, N_g, N_{M2}) = 0 \quad (31)$$

$$f_{19}(U_g, I_g, I_{M3}, \cos \varphi_g, \cos \varphi_3, N_g, N_{M3}) = 0 \quad (32)$$

- Relaciones independientes de la red hidráulica

$$\Delta p_1 = \rho g h_1 + k_1 Q_1^2 \quad (33)$$

$$\Delta p_2 = \rho g h_2 + k_2 Q_2^2 \quad (34)$$

$$\Delta p_3 = \rho g h_3 + k_3 Q_3^2 \quad (35)$$

siendo la densidad del agua; h_1 , h_2 , h_3 las alturas de elevación del agua en cada línea; k_1 , k_2 y k_3 coeficientes de relación de las pérdidas con el cuadrado del caudal de cada línea y g la constante de aceleración de la gravedad.

El sistema de ecuaciones (1) a (35) proporciona la dependencia de las variables de funcionamiento del sistema con V y θ , y en particular el funcionamiento de la aeroturbina definido por:

$$P_A = P(V, \theta)$$

$$N_A = N(V, \theta)$$

La resolución del sistema de ecuaciones deberá realizarse normalmente de forma gráfica por cuanto las ecuaciones de funcionamiento de los elementos se obtienen experimentalmente y se dan en forma gráfica, no en vano se denominan "curvas características", mostrándose en las figuras 5.18 a 5.21 representaciones típicas de las mismas.

Aunque la solución depende, como es natural, de las características específicas de los distintos elementos es posible realizar un análisis que permite obtener resultados prácticos sobre las actuaciones del sistema. Para facilitar el análisis dividiremos el problema en los dos casos siguientes:

a) Actuaciones a velocidad de viento superiores a la de diseño

A la velocidad del viento de diseño V_d , el grupo de electrobombas funciona a las condiciones de diseño, esto es a las condiciones especificadas como dato de partida y que determinaron su elección.

Si la velocidad del viento aumenta por encima de la velocidad de diseño, la aeroturbina produce una potencia superior a la que requiere el grupo electrobombas si el paso es constante. Para evitar la aceleración del grupo y el aumento de régimen hay que limitar la potencia variando el paso. De esta forma el sistema puede funcionar a las condiciones de diseño independientemente de la velocidad del viento. La dependencia del paso de la aeroturbina con la velocidad se obtiene a partir de la expresión:

$$P_A = P(V, \theta) = \text{cte.}$$

b) Actuaciones a velocidades del viento inferiores a las de diseño

Para velocidades del viento inferiores a la de diseño, la potencia producida por la aeroturbina disminuye y, por tanto, también disminuye la suministrada al grupo electrobombas que de esta forma funcionará fuera de las condiciones de diseño.

En general, al disminuir la potencia, disminuirá el caudal, incremento de presión y velocidad de giro de cada una de las bombas, desplazándose el punto de funcionamiento sobre la línea de carga definida por la expresión:

$$\Delta p_i = \rho g h_i + k Q_i^2$$

tal como se representa en la figura 5.22.

En nuestro caso, las características de la línea de carga son tales que $kQ_i^2/\rho g h_i \ll 1$, para caudales de diseño o inferiores y en consecuencia se puede suponer que la línea de carga es $\Delta p_i \simeq \text{cte}$. Esto unido al hecho de que las curvas características de las bombas centrífugas son muy planas, en el margen de utilización, nos lleva a la conclusión de que el funcionamiento de las bombas es a vueltas aproximadamente constantes, como se observa fácilmente en la figura 5.22, de forma que al disminuir la potencia disminuirá fundamentalmente el caudal de la bomba. *

Por otra parte, los motores asíncronos giran a vueltas muy próximas a las de sincronismo (la diferencia es de 6 a 10% a potencia máxima), disminuyendo esta diferencia al disminuir la potencia, por lo que resulta:

$$N_g \simeq N_{Mi} = N_{bi} \simeq \text{cte}$$

luego la aeroturbina funcionará a vueltas aproximadamente constantes y la potencia producida por la misma se obtiene fácilmente a partir de sus curvas características, mostrándose en la figura 5.23 la forma de variación típica con la velocidad del viento.

Resumiendo, en una primera aproximación, el funcionamiento del conjunto puede suponerse que es a vueltas constantes. Al disminuir la velocidad del viento, por debajo de la de diseño, disminuye la potencia producida por el aerogenerador y, en consecuencia, disminuye la potencia suministrada a cada electrobomba, disminuyendo el caudal más rápidamente que la potencia porque también caen los rendimientos del motor eléctrico y de la bomba al desplazarnos del punto de diseño.

Para mejorar el aprovechamiento de la energía eléctrica producida, es decir, para aumentar el volumen de agua bombeado, pueden utilizarse dos modalidades de conexionado y desconexión de las bombas que se describen a continuación:

- Primera modalidad

Se designa con P_1 , P_2 y P_3 las potencias eléctricas de funcionamiento en el punto de diseño de las electrobombas nº 1, nº 2 y nº 3 respectivamente (ver figura 5.23) y con V_1 y V_2 las velocidades del viento a partir de las cuales la potencia obtenida por el aerogenerador es superior a P_1 y a $P_1 + P_2$ respectivamente.

* La primera modalidad constará de tres fases. Durante la primera fase funcionan las tres bombas estando la velocidad del viento comprendida entre V_d y V_2 . A partir de una velocidad igual a V_2 , se desconecta la bomba nº 3 y empieza la segunda fase, durante la cual funcionan solamente las bombas nº 1 y nº 2, hasta que se alcanza la velocidad V_1 , momento en que se inicia la tercera fase, durante la cual sólo funciona la bomba nº 1.

- Segunda modalidad

Esta modalidad de funcionamiento consta de dos fases. Durante la primera fase funcionan conjuntamente las bombas nº 1 y nº 2 en condiciones de diseño y tiene lugar a velocidades de viento comprendidas entre V_d y V_2 . Como en estas condiciones la potencia producida por el aerogenerador es mayor que la consumida por las electrobombas nº 1 y nº 2, es necesario variar el paso para mantener la potencia y vueltas constantes. A partir de una velocidad del viento igual a V_2 se desconecta la bomba nº 2 y se inicia la segunda fase, durante la cual sólo fun-

ciona la bomba n° 1 en condiciones de diseño desde la velocidad V_2 a la velocidad V_1 y fuera del punto de diseño a velocidades comprendidas entre V_A y V_1 . De nuevo es necesario variar el paso en el margen de velocidades V_2 a V_1 , para mantener potencia y vueltas de la aeroturbina cons tan tes. En esta segunda modalidad, las tres bombas sólo funcionan simul táneamente a partir de velocidades superiores a la de diseño.

Existe la posibilidad de aumentar el número de fases de am bas modalidades si se tiene en cuenta que cuando funcionan dos bombas conjuntamente se pueden obtener tantas fases como combinaciones de las mismas. No obstante, esto parece de dudosa eficacia, ya que debido a la variabilidad del viento y al escaso margen entre velocidades de conexión y desconexión de las bombas es prácticamente imposible conseguir el fun cionamiento de las mismas en régimen permanente.

Dentro de ambas modalidades existe también la posibilidad de algunas variaciones basadas en el orden de conexión y desconexión de las bombas. Teniendo en cuenta la forma de las curvas de duración de ve locidad, a fin de obtener la máxima energía, parece indicado ordenar el funcionamiento de las bombas de menor potencia a mayor potencia; esto es la bomba de menor potencia sería la bomba n° 1, la de potencia inter media la n° 2 y, finalmente, la bomba de mayor potencia la n° 3.

Comparando ambas modalidades se observa que la energía eléct rica producida con la primera modalidad es mayor pero, en cambio, el rendimiento global de bombeo es mayor en el segundo caso como consecuen cia de que tanto los motores eléctricos como las bombas funcionan en el punto de diseño. Se estima, en definitiva, que los volúmenes de agua bom beados con ambas modalidades serán muy poco diferentes, siendo por tanto

preferible operar el sistema con la segunda modalidad ya que el funcionamiento de los distintos elementos en el punto de diseño hace prever menores problemas de mantenimiento y una vida más larga de los mismos. Esta segunda modalidad es la que será considerada como de operación o de funcionamiento en lo que sigue.

Hay que señalar, no obstante, que las dos modalidades de funcionamiento analizadas son factibles de utilización con el mismo sistema por lo que puede resultar de interés el desarrollo de un programa experimental comparativo de las mismas.

5.3.3.- Cálculo del volumen de agua bombeado y de la capacidad del depósito de acumulación

Anteriormente se ha calculado la demanda de potencia eléctrica para el riego y se ha estudiado la forma de funcionamiento del conjunto aerogenerador-electrobombas, habiendo elegido la modalidad consistente en desconectar las bombas, de manera sucesiva, cuando la potencia que se obtiene es inferior a la de funcionamiento simultáneo de las mismas (segunda modalidad), estableciéndose como orden de conexión 1-2-3 debido a la prioridad de extracción de agua de los pozos. En este apartado se procederá al cálculo del volumen de agua anual bombeado al depósito de acumulación y a la determinación de la capacidad necesaria del mismo en función de las características de la aeroturbina, del viento y de la demanda de agua para el riego.

En el cuadro 2.2 se observa la existencia de varias aeroturbinas comerciales de potencia de diseño comprendida entre 15 y 20 kw y por tanto susceptibles de ser empleadas en Rosa de Pozo Negro para cu-

brir la demanda energética. En la figura 5.24 se muestra una curva característica potencia-velocidad, a revoluciones constantes, representativa de las aeroturbinas comerciales señaladas.

Las características del viento que deben ser tenidas en cuenta son las correspondientes a la altura del buje y, por tanto, hay que tener en cuenta la ubicación de la aeroturbina y la altura del mismo. A este respecto hay que recordar que en el apartado 5.2 se ha llegado a la conclusión de que las características del viento en el valle, en las proximidades del pozo A₂, son las correspondientes a las observadas en la estación de medición de Puerto del Rosario, cuyo equipo de medida es estaba situado a una altura de 7 m sobre el suelo. La velocidad del viento a la altura del buje (que se estima es del orden de 18 m) puede ser obtenida teniendo en cuenta la variación de la velocidad con la altura, según se vió en el Capítulo 4, de acuerdo con la expresión:

$$V/V_{\text{medida}} = \left(\frac{H_{\text{buj e}}}{H_{\text{medida}}} \right)^{0.167}$$

En cuanto a los datos para el caso de ubicación de la aeroturbina en la cima de la Atalaya de Agudo seconsideró igualmente que las velocidades a doptar a la altura del buje eran las de Puerto del Rosario corregidas por un coeficiente de ganancia por efecto de la orografía, que se estimó en un 180 %.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se presentan en el cuadro 5.16 los valores de cálculo a adoptar para las velocidades del viento tanto en el valle como en la cima de Atalaya de Agudo.

Sobre las dotaciones de riego para los posibles cultivos, dado el grado de salinidad de las aguas, se supondrá que se trata del

cultivo de alfalfa, de acuerdo con las indicaciones de los técnicos del IRYDA relacionadas con el presente estudio. En esta zona de Fuerteventura el número de riegos previstos para la alfalfa se estima, según los meses del año, como sigue:

E	Feb	Mar	Ab	May	Jun	Jul	Ag	Sep	Oct	Nov	D
1	2	2	2	3	4	4	4	4	2	2	1

siendo cada riego de $300 \text{ m}^3/\text{Ha}\cdot\text{mes}$

Cálculos preliminares, como consecuencia del diferente tiempo de funcionamiento de las bombas, ponen de manifiesto que parte del caudal extraído de los pozos debe ser acumulado en el depósito nodriza. Este depósito es simplemente un depósito auxiliar y su volumen debe ser reducido al mínimo. Esto puede conseguirse si se instala una bomba de trasvase de igual potencia que la de la bomba que extrae el agua del pozo A₃ (bomba n° 2) y se admite la posibilidad de funcionamiento indistinto de ambas a velocidades de viento comprendidas entre V_2 y V_d (también en caso necesario a velocidades inferiores a V_2). En lo que sigue se adoptará esta medida, de modo que la potencia eléctrica de la bomba de trasvase pasa a ser de 5.5 kw y su caudal de diseño de 9.3 l/seg. En la figura 5.24 se observa la curva de potencia-velocidad de funcionamiento del sistema actual y las velocidades V_1 , V_2 y V_d para las que resultan los valores:

$$V_1 = 6.3 \text{ m/seg} ; \quad V_2 = 8.1 \text{ m/seg} ; \quad V_d = 9.9 \text{ m/seg}.$$

La solución correcta del problema planteado, cuyo desarrollo se expone a continuación, requiere la determinación de los volúmenes bombeados por cada bomba durante los meses del año, como mínimo, pa

ra lo que se utilizarán las siguientes hipótesis:

a) La distribución de frecuencias acumuladas mensuales es la de Rayleigh y, por tanto:

$$t(\text{horas}) = D e^{-(\pi/4) (V/\bar{V}_M)^2}$$

siendo D el n° de horas del mes correspondiente y \bar{V}_M la velocidad media mensual que se considere, ya sea su valor máximo, mínimo o medio.

b) Para el cálculo del caudal de funcionamiento de la bomba n° 1 a potencias inferiores a la de diseño se ha supuesto una variación típica del rendimiento de la electrobomba η_{eb} , calculándose el caudal mediante la expresión:

$$Q_1 = Q_{1d} \frac{\eta_{eb} \cdot P_1}{(\eta_{eb} \cdot P_1)_d}$$

donde el subíndice "d" indica condiciones de diseño y habiendo tenido en cuenta que el incremento de presión a través de la bomba permanece prácticamente constante.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriores el volumen máximo $C_{m\acute{a}x}$, que puede extraerse de los pozos se calcula mediante la expresión:

$$C_{m\acute{a}x} = C_{31} + C_{32} + (t_2 - t_d) (Q_{1d} - Q_{2d}) + C_{11} - Q_{1d} (t_2 - t_L)$$

siendo:

$$C_{31} = Q_{1d} (t_3 - t_L)$$

$$C_{32} = Q_{2d} (t_3 - t_L)$$

$$C_{11} = Q_{1d} (t_1 - t_L) + \int_{t_A}^{t_1} Q_1 dt$$

habiendo designado con t_A , t_1 , t_2 , t_3 y t_L el tiempo durante el cual la velocidad del viento es superior a V_A , V_1 , V_2 , V_3 y V_L respectivamente,

con Q_{1d} y Q_{2d} el caudal de diseño de la bomba nº.1 y nº.2, respectivamente y con Q_1 el caudal suministrado por la bomba nº.1 a potencias inferiores a la del diseño, obteniéndose en estas circunstancias un volumen trasvasado C_{33} .

Como este volumen es menor que el máximo extraído de los pozos, deberá utilizarse para trasvasar durante un determinado tiempo la potencia empleada en extraer agua de éstos.

Llamamos CNE, CP y CT al volumen que deja de extraerse de los pozos, volumen extraído de los pozos y volumen trasvasado respectivamente.

De la igualdad $CP=CT$, obtenemos los valores de CP mediante las siguientes ecuaciones:

$$CP = C_{m\acute{a}x} - CNE$$
$$CT = C_{33} + CNE \frac{2,33}{5}$$

de donde se deduce

$$CNE = 0,349 (C_{m\acute{a}x} - C_{33})$$

Resultado de los cálculos

Los resultados de los cálculos efectuados se presentan en los cuadros 5-17 a 5-27, cuando la aeroturbina está situada en las proximidades del pozo A₂, y en los cuadros 5-28 a 5-41, cuando la aeroturbina está situada en la Atalaya de Agudo.

En el cuadro 5-42 se reflejan las dotaciones de riego en volúmenes acumulados expresados en m³. según la superficie a regar expresada en nº entero de Ha. -

En la figura 5-25 se representan los valores de los cuadros 5-27 y 5-42 relacionados con la ubicación de la aeroturbina en el valle.

En la figura 5-26 se representan los valores de los cuadros 5-41 y 5-42 relacionados con la ubicación de la aeroturbina en la Atalaya de Agudo.

A continuación procedemos a efectuar un análisis de estos resultados:

- Aeroturbina situada en el valle.

Considerando los valores máximos de la velocidad media mensual se observa que la superficie regable es de 11 Ha. y el volumen a embalsar de unos 11.000 m³.

Si partimos de los valores mínimos de la velocidad media mensual obtendremos una superficie regable de 4,7 Ha. necesitándose un volumen de embalse de unos 5.000 m³.

Observando la curva de volúmenes correspondiente a los valores medios de la velocidad media mensual se deduce que la superficie regable sería 8,5 Ha. cuando se dispusiese de un embalse de unos 5.000 m³.

Hay que señalar que en el caso de reducirse la superficie regable a 7 Ha., la capacidad de embalse sería la estimada únicamente para satisfacer las necesidades en caso de avería o colmos.

Se estima que una avería en la época de mayores riegos tendría una duración no superior a 5 días.

Como en esta época se puede dar un período de calmas durante 4 días seguidos al mes, resulta que en el peor de los casos tendríamos necesidad de una acumulación de agua para regar durante 9 días. Consideramos un coeficiente de simultaneidad de averías y calmas de 0,7 con lo que el volumen a embalsar será de:

$0,7 \times 9 \text{ días} \times 4 \text{ riegos/mes} \times 300 \text{ m}^3/\text{riego} \cdot \text{Ha. mes} \times 7 \text{ Ha.} \times \frac{1}{30} =$
 $= 1,764 \text{ m}^3$. Con respecto al depósito nodriza se considera el volumen necesario para acumular el agua extraída cuando el régimen de funcionamiento de la bomba nº.1 es inferior al de diseño, es decir, para velocidades de viento comprendidas entre V_A y V_1 . Este volumen resulta ser de 130 m³.

La capacidad del depósito de regulación sería de 1.764 - 130 = 1.634 m³.

De todo lo expuesto deducimos que la superficie idónea para riego autónomo, estaría comprendida entre 6 y 7 Ha. disponiéndose de una capacidad de embalse de unos 1.650, -m³.

Hay que señalar que con la ayuda de un grupo electrógeno se podría regar más superficie con un volumen inferior de embalse, ya que el agua necesaria podría obtenerse por el grupo durante las horas de parada de la aeroturbina por falta de viento.

- Aeroturbina en la cima de la Atalaya de Agudo.

Considerando la curva de volúmenes de aportaciones máximas correspondiente a los valores de la velocidad media mensual, - se observa que la superficie regable es de 15 Ha.

Si partimos de la curva de volúmenes de aportaciones mínimas, resulta una superficie regable de 11,7 Ha. y un volumen de regularización a embalsar de 14.000 m³.

Considerando la curva de volúmenes medios observamos que la máxima superficie regable sería de 14,5 Ha. disponiendo de una capacidad de embalse de unos 18.000 m³.

Hay que señalar que en el caso de reducir la superficie regable a 11 Ha., solo se necesitaría un embalse que acumulara agua para satisfacer las necesidades en caso de avería y de calmas. Este embalse siguiendo el mismo criterio que en el caso anterior, es decir, considerando un período de calmas de 4 días y un coeficiente de simultaneidad de 0,7, tendría una capacidad de

$$0,7 \times 9 \times 4 \times 300 \times 11 \times \frac{1}{30} = 2.772 \text{ m}^3.$$

Deduciendo la capacidad del depósito nodriza resultaría un volumen de $2.772 - 130 = 2.642 \text{ m}^3$.

De todo lo expuesto deducimos que la superficie idónea de riego autónomo sería de unas 11 Ha. disponiéndose de una capacidad de embalse de unos 2.650 m³.

3.4. Obra civil

3.4.1. Descripción de los terrenos.

La zona dedicada a regadíos está situada en el fondo de un valle que se ha rellenado con arrastres eólico-aluviales procedentes de las laderas del mismo de naturaleza basáltica.

Estos acarreos tienen una potencia en el centro del valle que oscila entre los 50 y 70 m.

Se encuentran acumulados sobre el complejo basal, de materiales más antiguos, compuestos principalmente por rocas plutónicas submarinas y sedimentos asociados, profusamente inyectados por diques. Durante el Mioceno, tuvieron lugar erupciones fisurables de basaltos que formaron extensas acumulaciones de lavas y piroclastas.

Este complejo basal, intensamente transformado por inyecciones de diques, descomposición de rocas y compactación, se puede considerar como basamento impermeable sobre el que discurre el acuífero que tratamos de aprovechar.

La lengua de un volcán moderno recubre longitudinalmente el fondo del valle quedando en los laterales, zonas libres de malpais, en donde se encuentran las tierras destinadas a regadío, así como la carretera local de Antigua a Pozo Negro y el cauce de un arroyo. (fotografías 5-1, 5-3 y 5-7)

3.4.2. Obras que se consideran.

Estas son: Depósito nodriza, embalse de regulación, conducto de interconexión, cimentación de la aeroturbina, camino de -

acceso, casetas de transformación y tendido de la línea de transporte de energía a las bombas.

3.4.3. Depósito nodriza.

Como ya se ha indicado, su capacidad será de 130 m³.

Debido a la gran evapotranspiración que hay en la isla estimamos que debería estar cubierto.

Consideramos un depósito de hormigón armado de planta rectangular de 7,5 x 5,7 m. con una altura de lámina de agua de 3 m. - y un resguardo de 0,5 m.

Los muros serían de 20 cm. de espesor con hormigón de - 200 Kg/cm². de resistencia característica.

Se adopta esta solución por los siguientes motivos:

- El depósito debe estar cubierto.
- Una de las soluciones más económicas de cubierta es la formada por placas nervadas de fibrocemento. La Longitud comercial de estas placas es de 6 m., por lo que la anchura económica del depósito no debe exceder de los 5,7 m.

La altura considerada de lámina de agua de 3 m. y el espesor de los muros de 20 cm., son los mínimos para que no sea necesaria armadura en la zona de compresión, empleando hormigón de 200 - Kg/cm². de resistencia característica, y por tanto, representa un - mínimo económico.

Una solución de depósito circular postensado sería menos - económica debido a la repercusión de la cubierta, más complicada -

que la anteriormente descrita.

El cemento utilizado, debido al contenido de sales de las aguas, alrededor de los 12 gr/l. deberá ser purolánico.

El peso de la armadura necesaria para cimientos y alzas será de unos 1.500 Kg. Estimamos que el coste no debe sobrepasar las 380.000,-pts.

3.4.4. Embalse de regularización de 1.650 m³.

Debido a la gran evapotranspiración consideramos que la solución de embalse adoptada debe estar cubierto, disponiéndose los convenientes conductos de ventilación.

De las posibles soluciones, depósito circular de hormigón postensado, depósito de planta rectangular con muros de hormigón armado, embalse de obra de tierra impermeabilizado, etc., adoptamos esta última por ser la más económica a pesar de ofrecer una mayor superficie a cubrir.

Es de señalar que el coste de las anteriores soluciones oscila para el volumen considerado entre 4-4,5 millones de pesetas.

La ubicación del depósito se efectuaría a unos 1.300 m. del pozo nº.2 y aproximadamente en la cota de los 110 m. de altitud con objeto de disponer de un mínimo de 2,5 Kg/cm². de presión en la zona de riego. Esta sería, bien en la ladera oriental del Morro de Halcones, bien en la Solana de Pozo Negro. En ambos casos existen acarrees de roca basáltica, próximos al emplazamiento del

embalse, para formar la cerrada, (fotografías 5-1 y 5-4).

A falta de un estudio topográfico de la zona más exacto, - que consideramos tendría objeto a nivel de anteproyecto, para obtener un orden de magnitud del costo del embalse suponemos un volumen de - tierras en la cerrada equivalente a la mitad del necesario si se - efectuase el embalse de planta cuadrangular y talud 1,7 sobre una superficie horizontal.

Tendríamos un movimiento de tierras de unos 1.950 m³., - 2.800 m³. y 3.950 m³. según se tratase de una altura de lámina de - agua de 4,5 ó 6 m., respectivamente.

Se calcula un coste del m³. de obra de tierra compactada con perfilado de taludes de 150 pts/m³.

De las posibles soluciones de impermeabilización consideradas, lámina de polietileno, lámina de butilo ó lámina de PVC, adoptamos esta última, ya que a pesar de tener un coste superior en unas - 50,-pts/m². a la de butilo, su duración es muy superior.

El espesor adoptado sería de 1,2 mm. y se evitaría la necesidad de un fieltro si se selecciona la granulometría de las tierras próximas a esta lámina. Indicamos que este tipo de láminas tiene un - alargamiento a la rotura del orden del 300%.

Se calcula que el costo de la impermeabilización es de unas 750,-pts/m².

Consideramos como una de las cubiertas más económicas la - constituida por placas nervadas de fibrocemento sobre estructura de - pilares de hormigón armado con luces de 5,75 m.

El costo del m2. de cubierta incluida la repercusión de la estructura se calcula en unas 1.500,-pts.

Las superficies a impermeabilizar y cubrir serían de 1.091 m2. y 1.009 m2., 1.040 m2. y 930 m2., 989 m2. y 852 m2., para embalses de 4,5 y 6 m. de lámina de agua, respectivamente.

El costo total más económico se obtendría para un embalse de 5 m. de lámina de agua, siendo éste de unas 3.000.000,-pts.

.4.5. Embalse de regularización de 2.650 m3.

Efectuando un estudio similar al anterior, reflejamos los volúmenes de tierras y superficies de impermeabilización y cubierta en función de la altura de lámina de agua en el cuadro siguiente:

Altura lámina agua m.	Volumen tierras m3.	Sup.imper meabiliz. m2.	Sup.cubierta m2.
4	2345	1559	1450
5	2791	1418	1270
6	4622	1341	1183

El costo total más económico, considerando los precios establecidos en el apartado anterior, se obtendría para un embalse de 5 m. de lámina de agua, siendo éste de unas 3.900.000,-pts.

4.6. Conducto de interconexión.

Como hemos indicado, el depósito nodriza y el embalse de regulación estarán separados unos 1.300 m. con una diferencia de cotas alrededor de los 35 m.

El caudal a conducir será de 9,33 l/seg.

Para un diámetro de la conducción de 125 mm. obtenemos una velocidad del fluido de 0,76 m/seg.

La conducción debe tener una presión nominal de 6 atmósferas para resistir los esfuerzos del golpe de ariete. Se situará sobre un lecho de arena de 10 cm. de espesor y se recubrirá con el mismo material hasta unos 10 cm. por encima de la generatriz superior. La profundidad de la zanja, donde irá ubicada ésta, será de 1 m. con una anchura de excavación de 60 cm.

Los terrenos que atraviesa el trazado son en su mayoría acarreos de origen basáltico, encontrándose también unos 300 ml. de malpais y parte de roca basáltica fisurada.

Los costes de la excavación, relleno y lecho de arena y relleno de material seleccionado se calculan en unas 375,-pts/ml.

El material más económico para la tubería es el P.V.C.

El coste de la tubería colocada, incluso válvulas de compuerta y retención, ventosas, desagües, válvula de boya en el embalse de regularización y piezas especiales se calcula en unas 900 pts/ml.

En base a estos datos se obtiene un coste de la conducción

de 1.900.000,-pts.

Consideramos en este apartado las obras de cabeza de pozo y la conexión de éstos con el depósito nodriza.

Las cabezas de pozo estarán constituidas en ambos pozos - por una tapa metálica de soporte de la aspiración, atornillada al - entubado del pozo, un codo de 90°, una válvula ventosa y otra de retención, todas ellas de 125 mm. de diámetro y un cono de reducción, donde se conecta el conducto que transporta el agua hasta el depó- sito nodriza.

Este conducto será de acero galvanizado de 2" de diámetro y unos 120 m. de longitud desde el pozo nº 1 al depósito nodriza y de 3" de diámetro y unos 20 m. de longitud desde el pozo nº 2 al de pósito nodriza.

Ambas conducciones irán provistas de las necesarias vál- vulas compuerta, efectuándose su entrada al depósito nodriza por en cima de la lámina de agua de éste.

Se efectuarán sobre pequeños soportes de hormigón directa mente sobre el malpais.

El costo de estas instalaciones junto con las arquetas - donde se ubican y las conducciones se estima en unas 300.000,-pts.

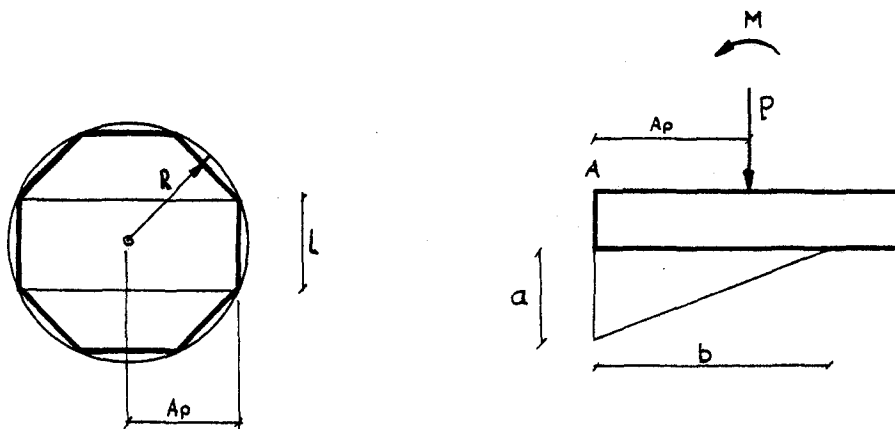
3.4.7. Cimentación de la aeroturbina.

Existen como ya se ha indicado dos posibles lugares de - ubicación de la aeroturbina,; 1º) en el malpais próximo al pozo nº 2 y 2º) en la cima de la Atalaya de Agudo.

A falta de las características geotécnicas de los terrenos y con objeto de tener un orden de magnitud del coste de la cimentación, efectuamos un cálculo simplificado de la misma ateniéndonos a las mismas hipótesis consideradas en el caso de la montaña de Malfú, es decir,

- a) Suponemos un suelo cuya carga admisible es igual ó superior a 2 Kg/cm^2 .
- b) Consideramos una cimentación superficial de tipo elástico, consistente en una placa octogonal de hormigón armado.
- c) Las tensiones se reparten sobre el terreno en forma de ley triangular sobre la faja de anchura igual al lado del octógono, no considerando a efectos de transmisión el resto de la placa.
- d) Suponemos en esta faja una rigidez transversal infinita.

Los esfuerzos a soportar son: un peso de 6 Tm. , un momento variable en orientación de 10 mTm. , y un momento torsor de $1,03 \text{ mTm.}$



Igualando esfuerzos verticales tenemos:

$$6 = \frac{1}{2} a b \times 2 R. 0,3827 \quad (1)$$

Tomando momentos en A resulta,

$$6 \times R. 0,9239 - 10 = \frac{1}{6} a b^2 \cdot 2R. 0,3827 \quad (2)$$

$$\text{de (1) } a \cdot b = \frac{6}{R. 0,3827}$$

entrando en (2) obtenemos

$$a = \frac{6^2}{3 R. 0,3827 (6 \cdot R. 0,9239 - 10)}$$

haciendo $R = 2,5$, tenemos un valor de $a = 3,25 \text{ Tm/m}^2$.

$$\text{es decir } \frac{\text{Tensión admisible}}{\text{Tensión máx. obtenida}} = \frac{2}{0,325} = 6,15$$

Luego es aceptable.

Obtenemos un valor de $b = 1,92 \text{ m}$.

Para establecer el valor de la armadura de la cimentación, consideramos ésta trabajando como ménsula apoyada en el centro, con un momento de cálculo producido por la reacción del terreno de $M_d = 16 \text{ m/Tm}$.

Consideramos un hormigón de 175 Kg/cm^2 de resistencia característica.

La cimentación más económica se obtiene para un espesor de placa de $0,4 \text{ m}$. resultando un peso de acero corrugado de 4200 Kg/cm^2 en armaduras de 460 Kg .

El coste de la cimentación incluyendo excavación a $1,5 \text{ m}$.

de profundidad, materiales y mano de obra sería de unas 80.000,-pts.

4.8. Camino de acceso.

Existe un camino de unos 1.700 m., en buenas condiciones para el tráfico que comunica la carretera local de Antigua a Pozo Negro con los pozos de extracción.

En el caso de ubicar la aeroturbina en las proximidades del pozo nº 2 el coste del camino sería nulo puesto que ya existe.

En el caso de ubicarse la aeroturbina en la Atalaya de Agudo, sería necesario efectuar un camino de nueva traza a media ladera que partiría del punto kilométrico 13,4 de la carretera local antes citada.

La longitud de este camino sería de unos 4.300 m., salvando un desnivel de unos 390 m.

La anchura sería de 3 m. y dispondría de cuneta.

Estimamos que no es necesario efectuar un firme con tratamiento bituminoso por considerar que ejecutando una base de zahorras compactadas con productos de la zona se obtendría una superficie de rodadura suficiente para el tráfico de servicio que se espera.

El coste de este camino se estima en unas 3.500.000,-pts.

3.4.9. Coste de las instalaciones eléctricas.

En las especificaciones del programa no se incluye el estudio de las instalaciones eléctricas; no obstante para poder comparar

costos, los estudiaremos.

- Aeroturbina en el valle.

En este caso la aeroturbina genera energía a la misma tensión de consumo, por lo que únicamente se necesitaría una caseta de 3 x 2,5 m., donde se ubique el cuadro de maniobra y dispositivos eléctricos de accionamiento de las bombas. A este cuadro deberán llegar las señales emitidas por los relés de nivel del pozo nodriza, así como las mandadas por el presostato situado a continuación de la bomba de trasvase y que se accionaría cuando la presión en el conducto sobrepase unos determinados valores, debido al funcionamiento de la válvula de boya situada en el embalse de acumulación que aumentaría la carga cuando el embalse estuviese lleno.

El coste de la caseta se calcula en unas 200.000,-pts., y el del cuadro de maniobra de accionamiento de las bombas en unas 80.000,-pts.

- Aeroturbina en la Atalaya de Agudo.

Se considera una línea de transporte de energía para 20 KW de 5.500 V. con una longitud de 3.300 m., desde la aeroturbina al transformador situado próximo al pozo nº 2. Su coste se calcula en unas 4.000.000,-pts.

Son necesarios dos centros transformadores de 20 KW. para transformar la tensión de 380-5500 voltios en la Atalaya de Agudo y de 5500 a 380 voltios en las inmediaciones del pozo nº 2. El coste de cada uno se calcula en 1.250.000,-pts., y el de la caseta de transformación (de dimensiones 3,6 x 2,5 m.) en unas - - - - 350.000,-pts.

El coste del cuadro de maniobra se calcula en 80.000,-pts.
y el de la caseta donde se ubicaría en unas 200.000,-pts.

En resumen, el coste total de las instalaciones eléctricas situando la aeroturbina en la Atalaya de Agudo se calcula en -
unas 7.480.000,-pts.

5.3.5.- Valoración del proyecto

5.3.5.1.- Aeroturbina instalada en el valle

a) Costes de Inversión

- Aerogenerador instalado:

Aerogenerador y torre (precio C.I.F.)	4.000.000 pts.
Transporte e instalación (10 %)	400.000 "
<hr/>	
Total aerogenerador ..	4.400.000 pts.

- Electrobombas instaladas:

Electrobombas	610.000 pts.
Tubería bombas-cabecera de pozo	276.000 "
Instalación (15 % S/276.000)	42.000 "
<hr/>	
Total electrobombas ..	928.000 pts.

- Obra civil

Cimentación	80.000 pts.
Depósito nodriza	380.000 "
Depósito de acumulación	3.000.000 "
Conducto de interconexión	1.900.000 pts.
Obras de cabecera de pozo y conexión con depósito nodriza	300.000 pts.
Caseta de control y cuadros de maniobra	200.000 "
<hr/>	
Total obra civil	5.860.000 pts.

- Instalación eléctrica:

Sensores de conexión y desconexión de bombas ..	150.000 pts.
Cuadro y elementos de accionamiento de bombas, incluso instalación	150.000 "
Total instalación eléctrica	300.000 pts.

- Total Programa 11.488.000 pts.

b) Coste de bombeo de agua

El coste de bombeo de agua se realizará con las siguientes hipótesis:

Vida de aeroturbina e instalaciones ..	30 años
Costes de mantenimiento	1 % del coste de Inversión
Intereses	10 %
Volumen anual bombeado C, sin paradas por averías o revisiones (según cálculos apartado 5.3.3)	82.858 m ³
Factor de utilización	0.90

De manera que teniendo en cuenta que el coste por unidad de volumen bombeado viene dado por la expresión (véase Capítulo 2):

$$\text{Coste (pts/m}^3\text{)} = \frac{C_i \times A + C_M}{C \times f},$$

resulta:

Coste anual de inversión	1.217.728 pts.
Mantenimiento	114.880 "
Total coste anual	1.332.608 pts.

Volumen anual bombeado	74.570 m ³
Coste de bombeo	17.9 pts/m ³

Hay que señalar que la repercusión de la obra civil en el coste de bombeo representa el 51 %.

5.3.5.2.- Aeroturbina instalada en la cima de Atalaya de Agudo

a) Costes de Inversión

A los costes de inversión detallados en el valle se añadirán los costes, de obra civil e instalaciones eléctricas, que se indican a continuación.

Costes de inversión en el valle	11.488.000 pts.
Camino de Acceso a la Atalaya	3.500.000 "
Diferencia de coste del depósito de acumulación	900.000 "
Línea de media tensión	4.000.000 "
2 Centros de Transformación	2.500.000 "
2 Casetas de Transformación	700.000 "
Total coste del programa	<u>23.088.000 pts.</u>

b) Coste de bombeo de agua

Procediendo como en el caso anterior, pero teniendo en cuenta que el volumen anual bombeado sin paradas es de 148.120 m³, resulta:

Coste anual de inversión	2.447.328 pts.
Mantenimiento	230.880 "
Total coste anual	<u>2.678.208 pts.</u>

Volumen anual bombeado	133.308 m ³
Coste de bombeo	20.10 pts/m ³

La repercusión, en el coste de bombeo, de todos los costes adicionales por instalación de la aeroturbina en la cima de la Atalaya de Agudo representa el 46 % del total y sólo el camino de acceso y línea de media tensión el 32 %. En cambio el coste de bombeo en la Atalaya de Agudo es solamente el 12 % superior al que se obtiene en el valle. Teniendo en cuenta que los costes del camino de acceso y línea de media tensión son prácticamente independientes de la potencia instalada, se deduce que la diferencia de coste entre la instalación en la cima de la Atalaya y el valle disminuye rápidamente con la potencia. Se estima que los costes se igualan para una potencia instalada de unos 22 ó 25 kw, siendo más rentable instalar la aeroturbina en la cima de la Atalaya de Agudo para potencias superiores.

Además de todo lo anteriormente mencionado, hay que tener en cuenta que a partir de determinadas potencias cabe la posibilidad de utilizar electrobombas e incluso generadores de 6000 V, y esto ahorraría los dos centros de transformación.

Cuadro Nº 5.15

Núm. de BOMBA Y FUNCION	Q_b (l/s)	NIVEL DE ASPIRACION ó ALTURA (m)	h_b^*	L/D ($D^* = 0.135$ m)	$\int Q_b \sum \rho_E V_E^2$	P_b (Kw)	P (Kw)
1 - Extracción agua pozo A ₂	2.94	54.60	0.5	404	-	3.15	3.7
2 - Extracción agua pozo A ₃	4.95	57.40	0.6	425	-	4.65	5.5
3 - Bomba de trasiego	8	30 - 35	0.7	230 - 260	-	4.0	4.7

* Estos valores son datos representativos de las bombas de este tipo existentes en el mercado, habiendo realizado consultas a las firmas comerciales: INDAR S.L., WORTHINTON y GOULDS PUMPS

Cuadro Nº 5.16

VALORES DE VELOCIDADES MENSUALES ADOPTADOS EN EL BUJE DE LA AEROTURBINA

MES	UBICACION EN EL VALLE ($\bar{V} = 6.50$ m/s)			UBICACION ATALAYA DE AGUDO ($V = 10$ m/s)		
	\bar{V}_{MED} (m/s)	\bar{V}_{MIN} (m/s)	\bar{V}_{MAX} (m/s)	\bar{V}_{med}	$\bar{V}_{mín}$	$\bar{V}_{máx}$
Enero	5.73	4.85	6.74	8.75	7.4	10.29
Febrero	6.03	5.08	6.86	9.21	7.76	10.47
Marzo	5.91	4.49	6.74	9.03	6.86	10.29
Abril	6.86	5.32	8.39	10.47	8.12	12.82
Mayo	7.09	6.03	9.34	10.83	9.21	14.26
Junio	7.45	6.62	9.10	11.37	10.11	13.9
Julio	7.68	4.96	9.69	11.73	7.58	14.8
Agosto	7.21	5.79	7.80	11.01	8.84	11.91
Septbre	6.50	5.91	6.74	9.93	9.13	10.29
Octubre	5.91	4.49	8.63	9.03	6.86	13.18
Novbre	5.91	4.02	7.45	9.03	6.14	11.37
Dicbre	6.38	5.2	8.16	9.75	7.94	12.45

NOTA: \bar{V}_{MEDIO} , \bar{V}_{MINIMO} , \bar{V}_{MAXIMO} son valores medio, mínimo y máximo de velocidad media mensual obtenidos en un período de observación de 5 años.

\bar{V} es la velocidad media anual del viento en dicho período de observación.

CUADRO N° 5-17

VALORES DE t_1 EN HORAS

Mes	t_{1med}	$t_{1mín}$	$t_{1máx}$
En.	288	198	375
Fb.	285	201	346
Mz.	305	159	375
Ab.	371	239	462
My.	400	316	520
Jn.	411	354	494
Jl.	439	210	534
Ag.	408	294	446
Sep.	344	295	363
Oct.	305	159	490
Nov.	295	105	411
Dic.	346	235	466

CUADRO N° 5-18

VALORES DE t_2 EN HORAS

Mes	t_{2med}	$t_{2mín}$	$t_{2máx}$
En.	155	83	239
Fb.	163	91	225
Mz.	170	58	239
Ab.	241	117	346
My.	267	186	412
Jn.	285	222	386
Jl.	311	92	430
Ag.	276	160	319
Sep.	213	165	232
Oct.	170	58	372
Nov.	165	30	285
Dic.	210	111	343

CUADRO N^o 5-19

VALORES DE t_d EN HORAS

Mes	t_d med	t_{dmin}	t_{dmax}
En.	71	28	137
Fb.	81	34	131
Mz.	82	16	137
Ab.	140	47	241
My.	161	90	308
Jn.	180	124	284
Jl.	202	33	328
Ag.	169	75	210
Sep.	116	79	132
Oct.	82	16	265
Nov.	79	6	180
Dic.	112	43	234

CUADRO N^o 5-20

VALORES DE t_L EN HORAS

Mes	t_{Lmed}	t_{Lmin}	t_{Lmax}
En.	-	-	-
Fb.	-	-	-
Mz.	-	-	-
Ab.	-	-	3
My.	-	-	10
Jn.	1	-	7
Jl.	1	-	13
Ag.	-	-	1
Sep.	-	-	-
Oct.	-	-	5
Nov.	-	-	1
Dic.	-	-	2

CUADRO N° 5-21

VALORES DE t_A EN HORAS

Mes	t_{Amed}	t_{Amin}	$t_{Amáx}$
En.	517	448	572
Fb.	484	423	521
Mz.	528	411	572
Ab.	559	472	608
My.	587	536	649
Jn.	581	548	623
Jl.	608	458	655
Ag.	591	521	611
Sep.	543	511	554
Oct.	528	411	634
Nov.	511	344	581
Dic.	555	478	622

CUADRO N° 5-22

VALORES DE C_{31} + C_{32}

Mes	C_{med}	C_{min}	$C_{máx}$
En.	2045	807	3945
Fb.	2333	979	3773
Mz.	2361	461	3945
Ab.	4032	1353	6855
My.	4637	2592	8583
Jn.	5153	3571	7977
Jl.	5789	951	9072
Ag.	4867	216	6019
Sep.	3341	2275	3801
Oct.	2361	461	7488
Nov.	2275	173	5155
Dic.	3225	1239	6681

CUADRO N° 5-23

VALORES DE C_{max}

Mes	C_{med}	C_{min}	C_{max}
En.	6519	4308	8884
Fb.	6550	4408	8259
Mz.	6955	3443	8884
Ab.	10580	5315	11526
My.	9631	7355	13092
Jn.	9999	8342	12430
Jl.	10767	4594	13460
Ag.	9869	4724	10976
Sep.	8088	6739	8611
Oct.	6955	3443	12233
Nov.	6739	2319	9999
Dic.	8080	5192	11569

CUADRO N° 5-24

VOLUMEN TRASVASADO C_{33}

Mes	C_{med}	C_{min}	C_{max}
En.	2386	940	4604
Fb.	2722	1142	4402
Mz.	2756	538	4604
Ab.	4704	1580	7996
My.	5410	3024	10012
Jn.	6014	4166	9308
Jl.	6754	1108	10584
Ag.	5678	252	7022
Sep.	3898	2654	4436
Oct.	2756	538	8736
Nov.	2654	202	6014
Dic.	3764	1444	7796

CUADRO Nº 5-25

VALORES DE C N E

Mes	C _{med}	C _{mín}	C _{máx}
En.	1442	1175	1494
Fb.	1335	1140	1346
Mz.	1465	1014	1494
Ab.	2050	1304	1232
My.	1472	1512	1075
Jn.	1390	1457	1090
Jl.	1400	1217	1004
Ag.	1462	1561	745
Sep.	1462	1426	1457
Oct.	1465	1014	1220
Nov.	1425	739	1391
Dic.	1506	1308	1317

CUADRO Nº 5-26

VOLUMEN OBTENIDO DE LOS POZOS =
=VOLUMEN TRASVASADO

Mes	C _{med}	C _{mín}	C _{máx}
En.	5077	3133	7390
Fb.	5215	3268	6913
Mz.	5490	2429	7390
Ab.	8530	4011	10294
My.	8159	5843	12017
Jn.	8609	6885	11340
Jl.	9367	3377	12456
Ag.	8497	3163	10231
Sep.	6626	5313	7154
Oct.	5490	2429	11013
Nov.	5314	1580	8608
Dic.	6574	3884	10252

CUADRO N° 5-27

VOLUMENES ACUMULADOS DE RIEGO

Mes	C _{med}	C _{mín}	C _{máx}
En.	5077	3133	7390
Fb.	10292	6401	14303
Mz.	15782	8830	21693
Ab.	24312	12841	31987
My..	32471	18684	44004
Jn.	41080	25569	55344
Jl.	50447	28946	67800
Ag.	58854	32109	78031
Sep.	65480	37422	85185
Oct.	70970	39851	96198
Nov.	76284	41431	104806
Dic.	82858	45315	115058

CUADRO N° 5-28

VALORES DE t_l EN HORAS

Mes	t _{lmed}	t _{lmín}	t _{lmáx}
En	495	421	554
Fb.	465	400	506
Mz.	508	384	554
Ab.	542	449	596
My.	570	515	638
Jn.	566	531	613
Jl.	593	432	645
Ag.	575	499	597
Sep.	525	491	536
Oct.	508	384	622
Nov.	491	315	566
Dic.	536	454	608

CUADRO N° 5-29

VALORES DE t_2 EN HORAS

Mes	t_{2med}	$t_{2mín}$	$t_{2máx}$
En.	380	290	457
Fb.	386	286	420
Mz.	395	249	457
Ab.	450	330	526
My.	479	405	577
Jn.	483	435	551
Jl.	512	303	588
Ag.	486	385	517
Sep.	427	385	443
Oct.	395	249	553
Nov.	383	184	483
Dic.	433	329	534

CUADRO N° 5-30

VALORES DE t_d EN HORAS

Mes	t_{dmed}	$t_{dmín}$	$t_{dmáx}$
En.	272	182	360
Fb.	271	187	333
Mz.	289	145	360
Ab.	357	224	451
My.	386	300	510
Jn.	397	339	483
Jl.	425	195	524
Ag.	394	278	432
Sep.	330	280	348
Oct.	289	145	478
Nov.	280	93	397
Dic.	331	219	453

CUADRO Nº 5-31

VALORES DE t_L EN HORAS

Mes	t_{Lmed}	t_{Lmin}	t_{Lmax}
En.	5	1	21
Fb.	8	1	21
Mz.	7	-	21
Ab.	22	2	71
My.	29	8	115
Jn.	38	17	101
Jl.	47	1	131
Ag.	32	6	51
Sep.	15	7	20
Oct.	7	-	83
Nov.	7	-	38
Dic.	14	2	64

CUADRO Nº 5-32

VALORES DE t_A EN HORAS

Mes	t_{Amed}	t_{Amin}	t_{Amax}
En.	637	598	665
Fb.	584	551	603
Mz.	643	577	665
Ab.	646	601	670
My.	672	646	702
Jn.	656	641	677
Jl.	682	604	705
Ag.	674	639	684
Sep.	638	622	643
Oct.	643	686	695
Nov.	622	524	656
Dic.	656	616	689

CUADRO N° 5-33

VALORES DE $C_{31} + C_{32}$ en m3.

Mes	C _{med}	C _{mín}	C _{máx}
En.	7690	5213	9763
Fb.	7574	5357	8986
Mz.	8122	4176	9763
Ab.	9648	6394	10944
My.	10282	8410	11376
Jn.	10339	9274	11002
Jl.	10886	5587	11318
Ag.	10426	7834	10973
Sep.	9072	7862	9446
Oct.	8122	4176	11376
Nov.	7862	2678	10339
Dic.	9130	6250	11203

CUADRO N° 5-34

VALORES DE $(t_2 - t_d) \times (Q1d + Q2d)$ en m3.

Mes	C _{med}	C _{mín}	C _{máx}
En.	3110	3110	2794
Fb.	2736	2851	2506
Mz.	3053	2995	2794
Ab.	2678	3053	2160
My.	2678	3024	1930
Jn.	2477	2765	1958
Jl.	2506	3110	1843
Ag.	2650	3082	2448
Sep.	2794	2966	2736
Oct.	3053	2995	2160
Nov.	2966	2621	2477
Dic.	2938	3168	2333

CUADRO N° 5-35

VALORES DE C_{11} EN m3.

Mes	C_{11med}	$C_{11mín}$	$C_{11máx}$
En.	5675	5014	6056
Fb.	5257	4717	5500
Mz.	5775	4668	6056
Ab.	5897	5238	5870
My.	6118	5829	5821
Jn.	5945	5848	5702
Jl.	6137	5119	5713
Ag.	6132	5702	6132
Sep.	5813	5581	5862
Oct.	5775	4963	6018
Nov.	5581	3966	5945
Dic.	5962	5319	6094

CUADRO N° 5-36

VALORES DE $(t_2 - t_1) \times Q_{1d}$ EN m3.

Mes	C_{med}	$C_{mín}$	$C_{máx}$
En.	4050	3121	4709
Fb.	3866	3078	4309
Mz.	4190	2689	4709
Ab.	4622	3542	4914
My.	4860	4288	4990
Jn.	4806	4514	4860
Jl.	5022	3262	4936
Ag.	4903	4093	5033
Sepb.	4450	4061	4568
Oct.	4190	3689	5076
Nov.	4061	1987	4806
Dic.	4525	3532	5076

CUADRO Nº 5-37

VALORES EN C_{max}

Mes	C _{med}	C _{mín}	C _{máx}
En.	12425	10216	13904
Fb.	11671	10847	12683
Mz.	12760	9150	13904
Ab.	13601	11143	14060
My.	14218	12975	14137
Jn.	13955	13373	13802
Jl.	14507	10554	13938
Ag.	14305	12525	14520
Sep.	13229	12348	13476
Oct.	12760	8445	14478
Nov.	12348	7278	13955
Dic.	13505	11205	14554

CUADRO Nº 5-38

VOLUMEN TRASVASADO C₃₃

Mes	C _{med}	C _{mín}	C _{máx}
En.	8968	6079	11386
Fb.	8834	6247	10479
Mz.	9472	4870	11386
Ab.	11252	7457	12763
My.	11991	9808	13267
Jn.	12058	10815	12831
Jl.	12696	6516	13200
Ag.	12159	9136	12797
Sep.	10580	9170	11017
Oct.	9472	4870	13267
Nov.	9170	3124	12058
Dic.	10647	7289	13066

CUADRO N° 5-39

VALORES DE C N E

Mes	C _{med}	C _{mín}	C _{máx}
En.	1206	1444	879
Fb.	990	1605	769
Mz.	1148	1494	879
Ab.	820	1286	453
My.	777	1105	304
Jn.	662	893	339
Jl.	632	1409	258
Ag.	749	1183	601
Sep.	925	1109	858
Oct.	1148	1248	423
Nov.	1109	1450	662
Dic.	997	1367	519

CUADRO N° 5-40

VOLUMEN OBTENIDO DE LOS POZOS =
=VOLUMEN TRASVASADO

Mes	C _{med}	C _{mín}	C _{máx}
En.	11219	8771	13025
Fb.	10681	9242	11914
Mz.	11612	7656	13025
Ab.	12781	9857	13607
My.	13441	11870	13833
Jn.	13293	12480	13463
Jl.	13875	9145	13680
Ag.	13556	11342	13919
Sep.	12304	11239	12618
Oct.	11612	7197	14055
Nov.	11239	5828	13293
Dic.	12508	9838	14035

CUADRO Nº 5-41

VOLUMENES ACUMULADOS DE RIEGO

Mes	Cmed	Cmín	Cmáx
En.	11219	8772	13025
Fb.	21900	18014	24939
Mz.	33512	25670	37964
Ab.	46293	35527	51571
My.	59734	47397	65404
Jn.	73027	59870	78867
Jl.	86902	69022	92547
Ag.	100458	80364	106466
Sep.	112762	91603	119084
Oct.	124374	98800	133139
Nov.	135613	104628	146432
Dic.	148121	114466	160467

CUADRO Nº 5-42

DOTACIONES DE RIEGO -VOLUMENES ACUMULADOS (M3)

<u>Ha</u> <u>Mes</u>	<u>14</u>	<u>13</u>	<u>12</u>	<u>11</u>	<u>10</u>	<u>9</u>	<u>8</u>	<u>7</u>	<u>6</u>	<u>5</u>
En.	4200	3900	3600	3300	3000	2700	2400	2100	1800	1500
Fb.	12600	11700	10800	9900	9000	8100	7200	6300	5400	4500
Mz.	21000	19500	18000	16500	15000	13500	12000	10500	9000	7500
Ab.	29400	27300	25200	23100	21000	18900	16800	14700	12600	10500
My.	42000	39000	36000	33000	30000	27000	24000	21000	18000	15000
Jn.	58800	54600	50400	46200	42000	37800	33600	29400	25200	21000
Jl.	75600	70200	64800	59400	54000	48600	43200	37800	32400	27000
Ag.	92400	85800	79200	72600	66000	59400	52800	46200	39600	33000
Sep.	109200	101400	93600	85800	78000	70200	62400	54600	46800	39000
Oct.	117600	109200	100800	92400	84000	75600	67200	58800	50400	42000
Nov.	126000	117000	108000	99000	90000	81000	72000	63000	54000	45000
Dic.	130200	120900	111600	102300	93000	83700	74400	65100	55800	46500

AEROGENERADOR

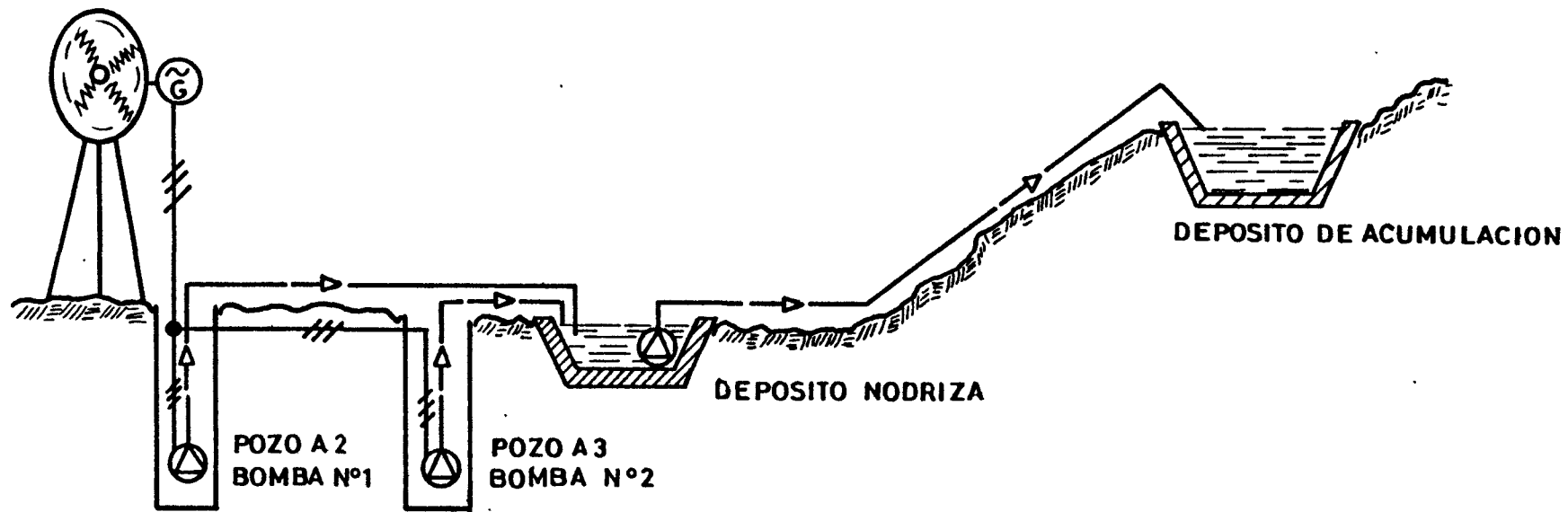


Fig.5.16. Esquema del sistema de utilización directa de la energía eólica para bombeo.

DEFINICION DE SIMBOLOS

VARIABLES INDEPENDIENTES $\begin{cases} V = \text{VELOCIDAD DEL VIENTO} \\ \theta = \text{PASO DE LA AEROTURBINA} \end{cases}$

VARIABLES
DEPENDIENTES

P_A = POTENCIA DE LA AEROTURBINA

$\eta_{ML}, \eta_g, \eta_{bi}$ = RENDIMIENTO DEL MULTIPLICADOR, GENERADOR MOTORES Y BOMBAS

N_A, N_g, N_{Mi}, N_{bi} = REVOLUCIONES DE LA AEROTURBINA, GENERADOR Y BOMBAS

I_g, I_{Mi} = INTENSIDAD DEL GENERADOR Y MOTORES

U_g, U_{Mi} = TENSION DEL GENERADOR Y MOTORES

$\cos \varphi_g, \cos \varphi_i$ = FACTOR DE POTENCIA DEL GENERADOR Y MOTORES

P_{Mi} = POTENCIA DE LOS MOTORES ELECTRICOS

Q_i = CAUDAL DE FUNCIONAMIENTO DE LAS BOMBAS

Δp_i = INCREMENTO DE PRESION SUMINISTRADO POR LAS BOMBAS

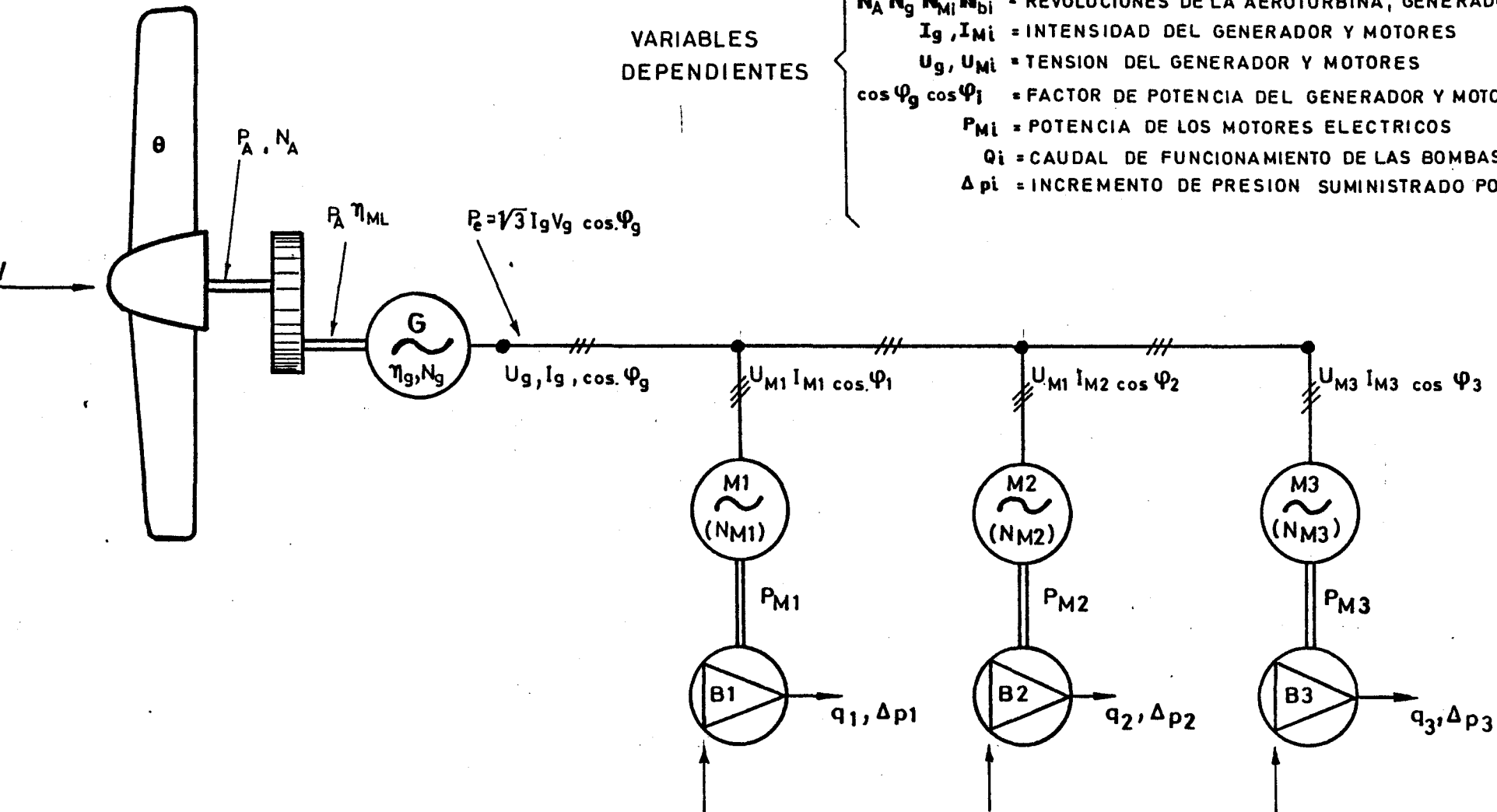


Fig.5.17. Esquema ilustrativo del conjunto aerogenerador - electrobombas.

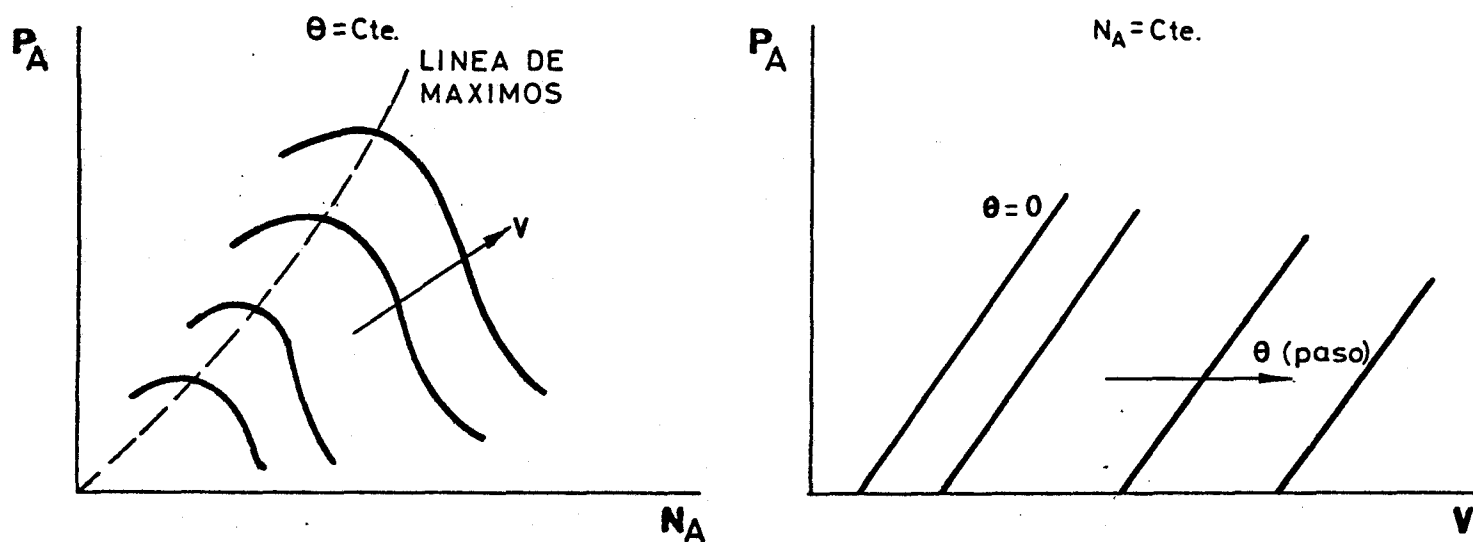


Fig. 5.18.- Curvas características de la aeroturbina

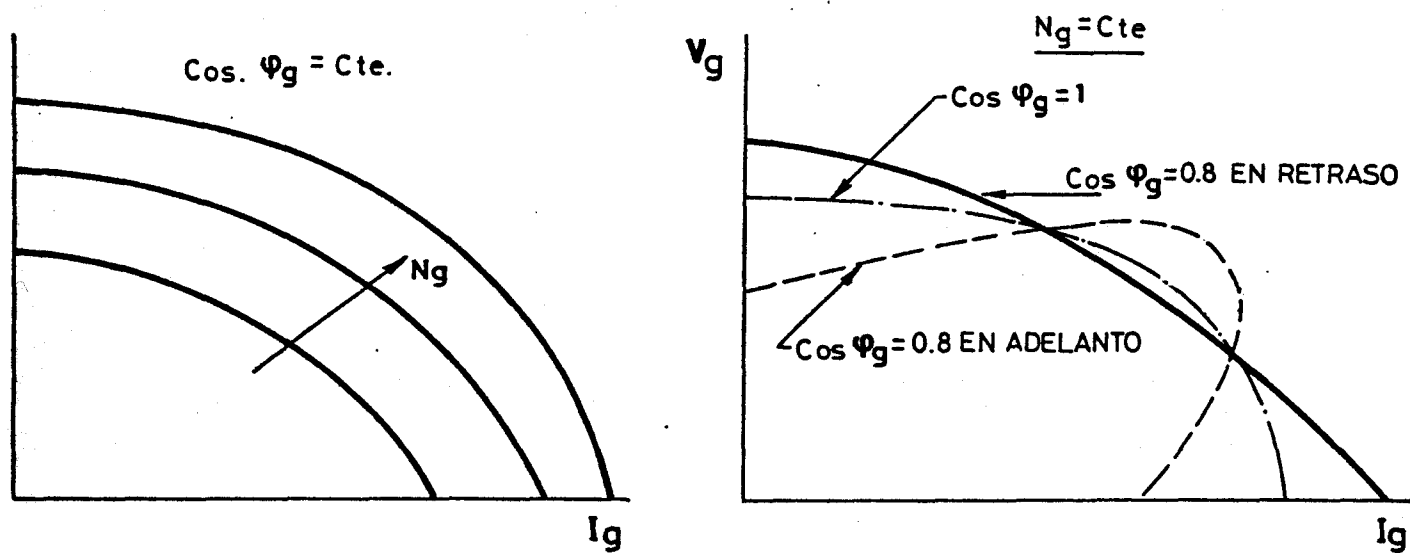


Fig. 5.19.- Curvas características del generador

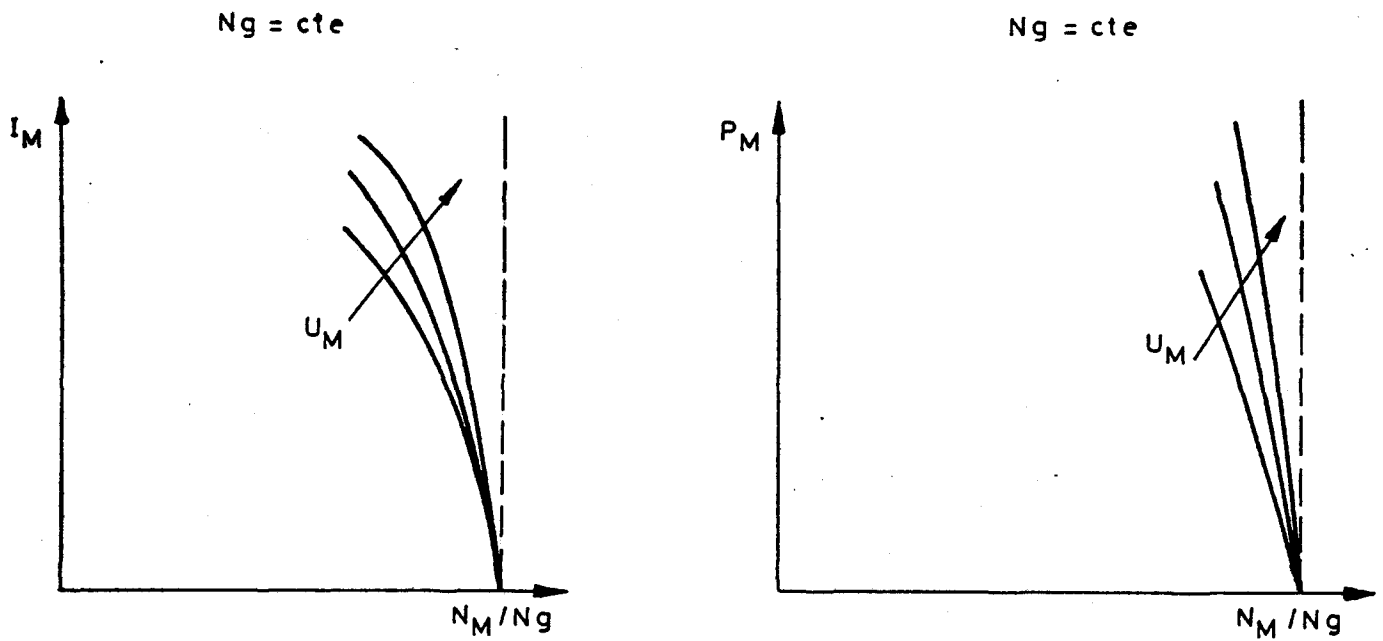


Fig.5.20. Curvas características típicas de motores eléctricos asíncronos.

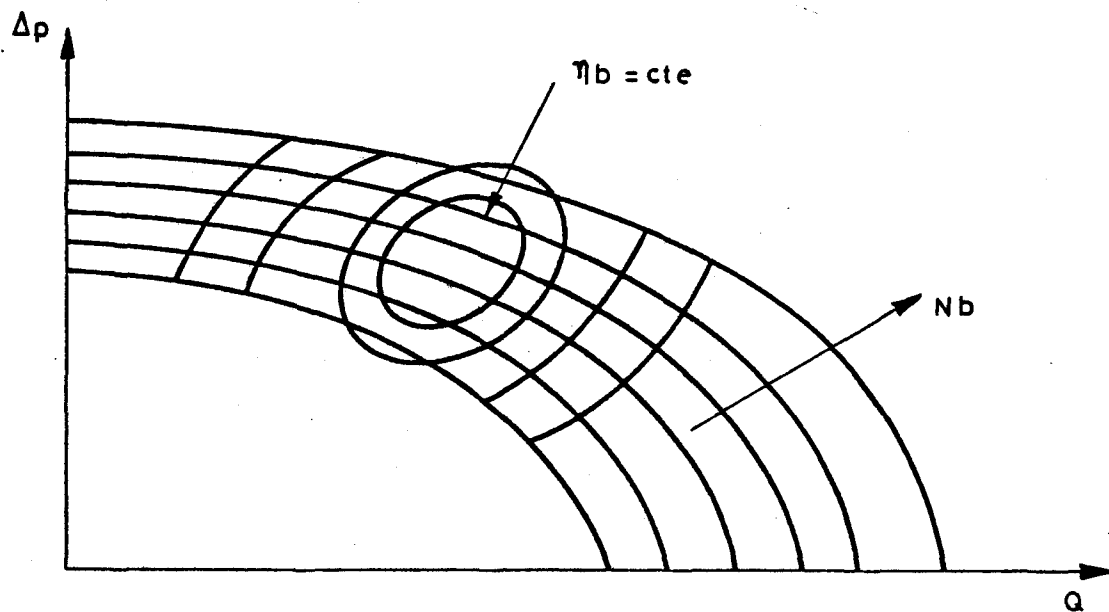


Fig.5.21. Curvas características típicas de bombas centrífugas.

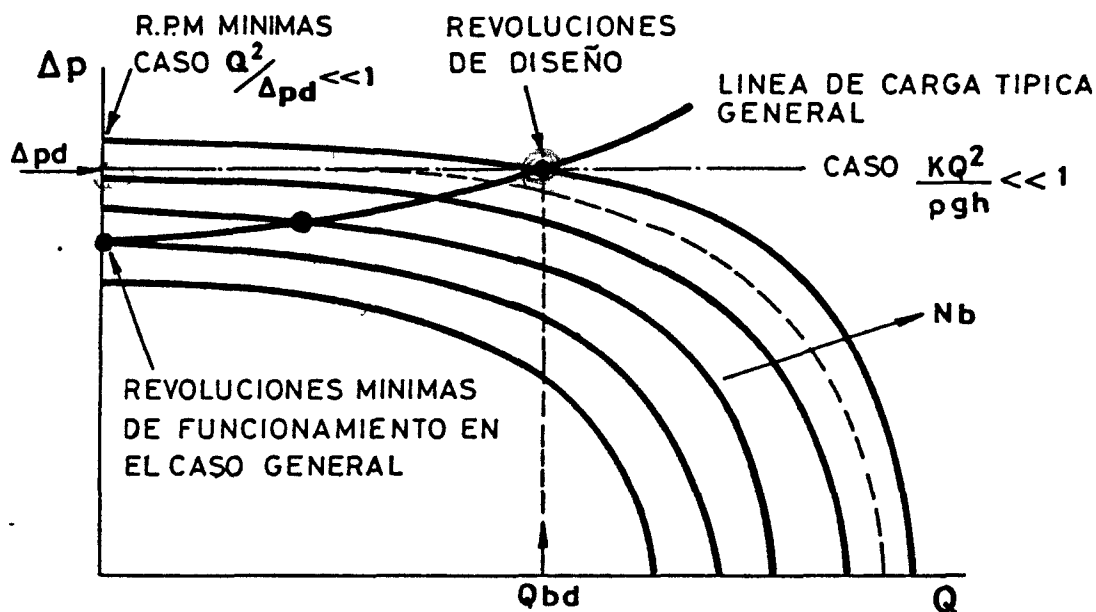


Fig. 5.22.- Influencia de la línea de carga de la red hidráulica sobre el funcionamiento de la bomba.

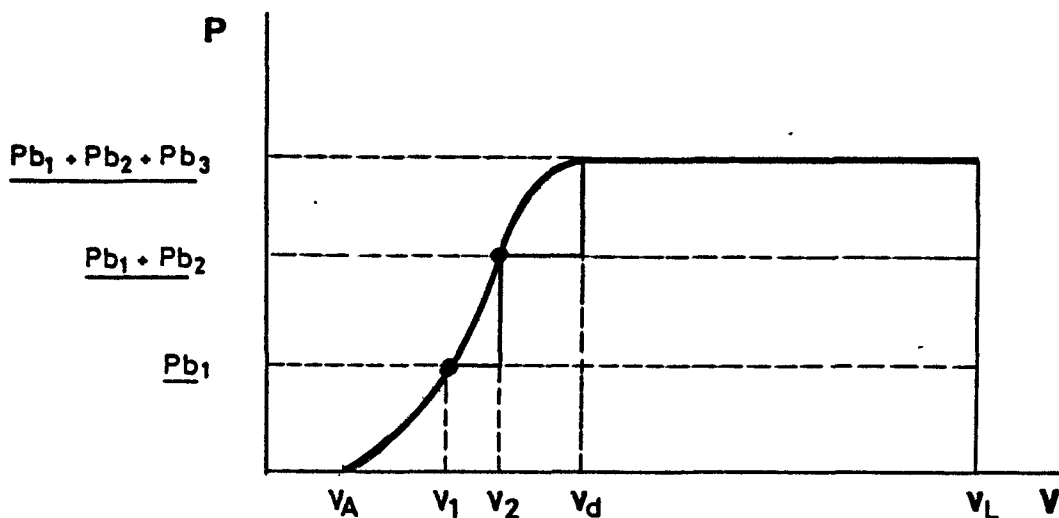


Fig. 5.23.- Curva típica de potencia-velocidad del viento de una aeroturbina o de un aerogenerador, a vueltas constantes.

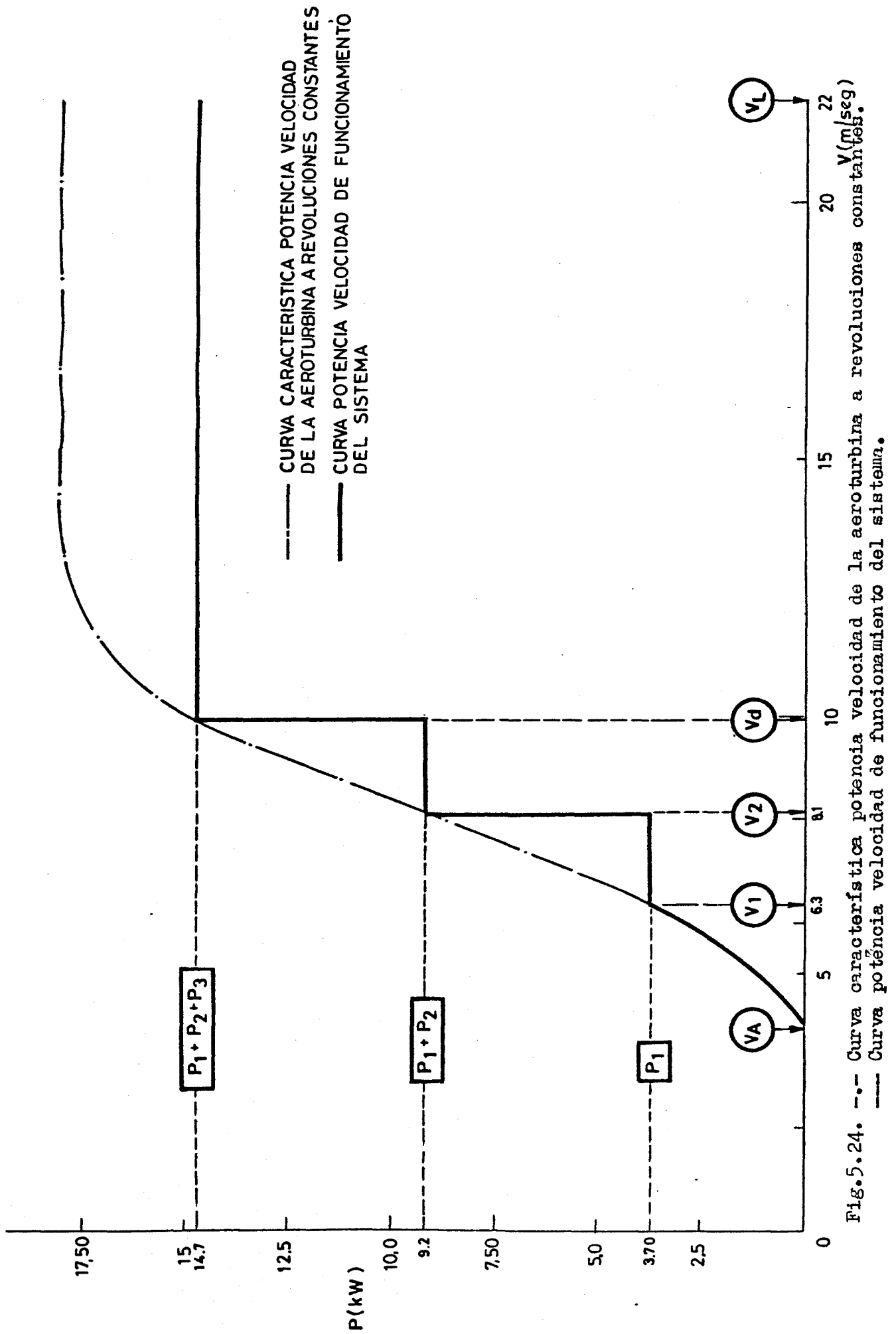


Fig.5.24. --- Curva característica potencia velocidad de la aeroturbina a revoluciones constantes.
 — Curva potencia velocidad de funcionamiento del sistema.

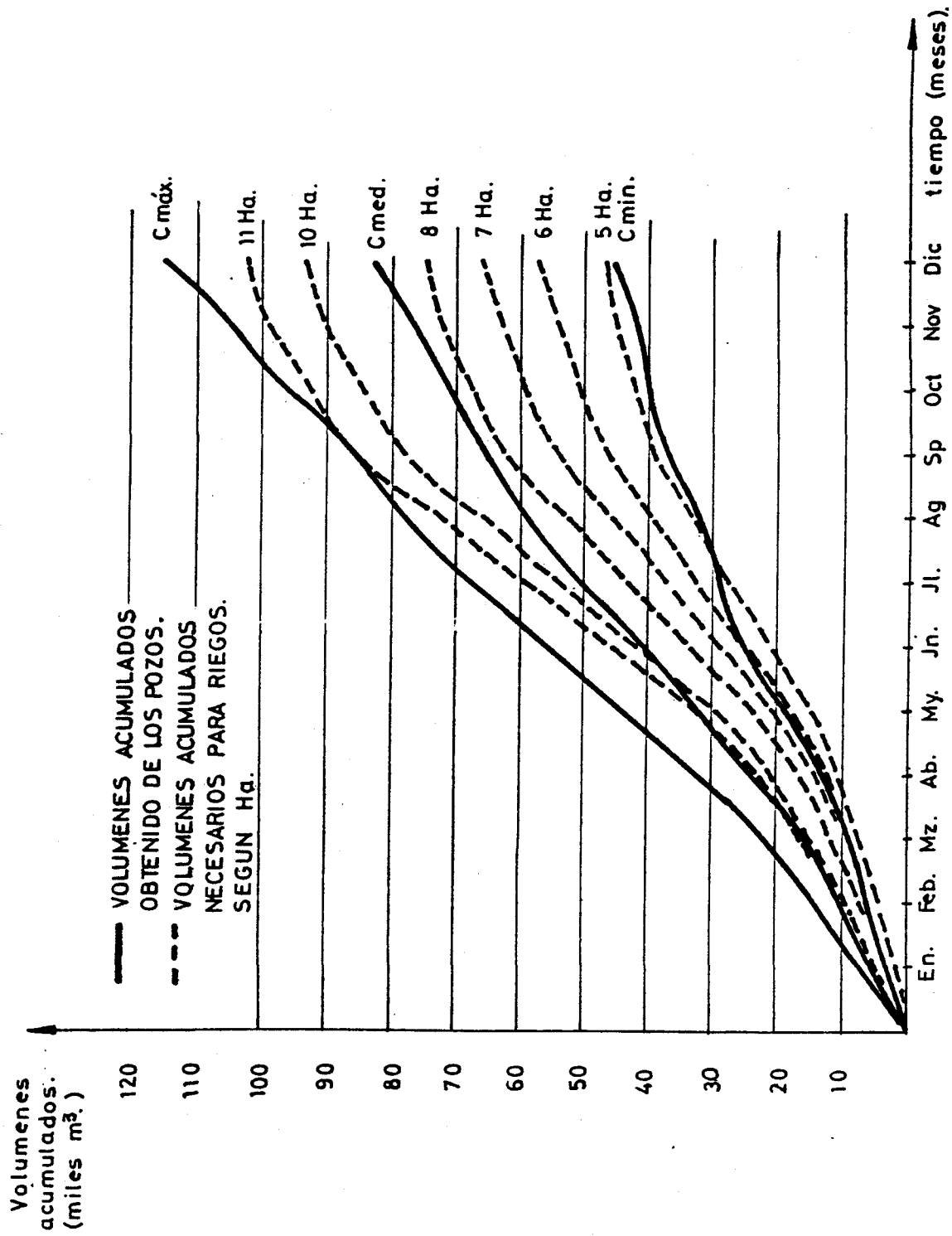


FIG. 5-25

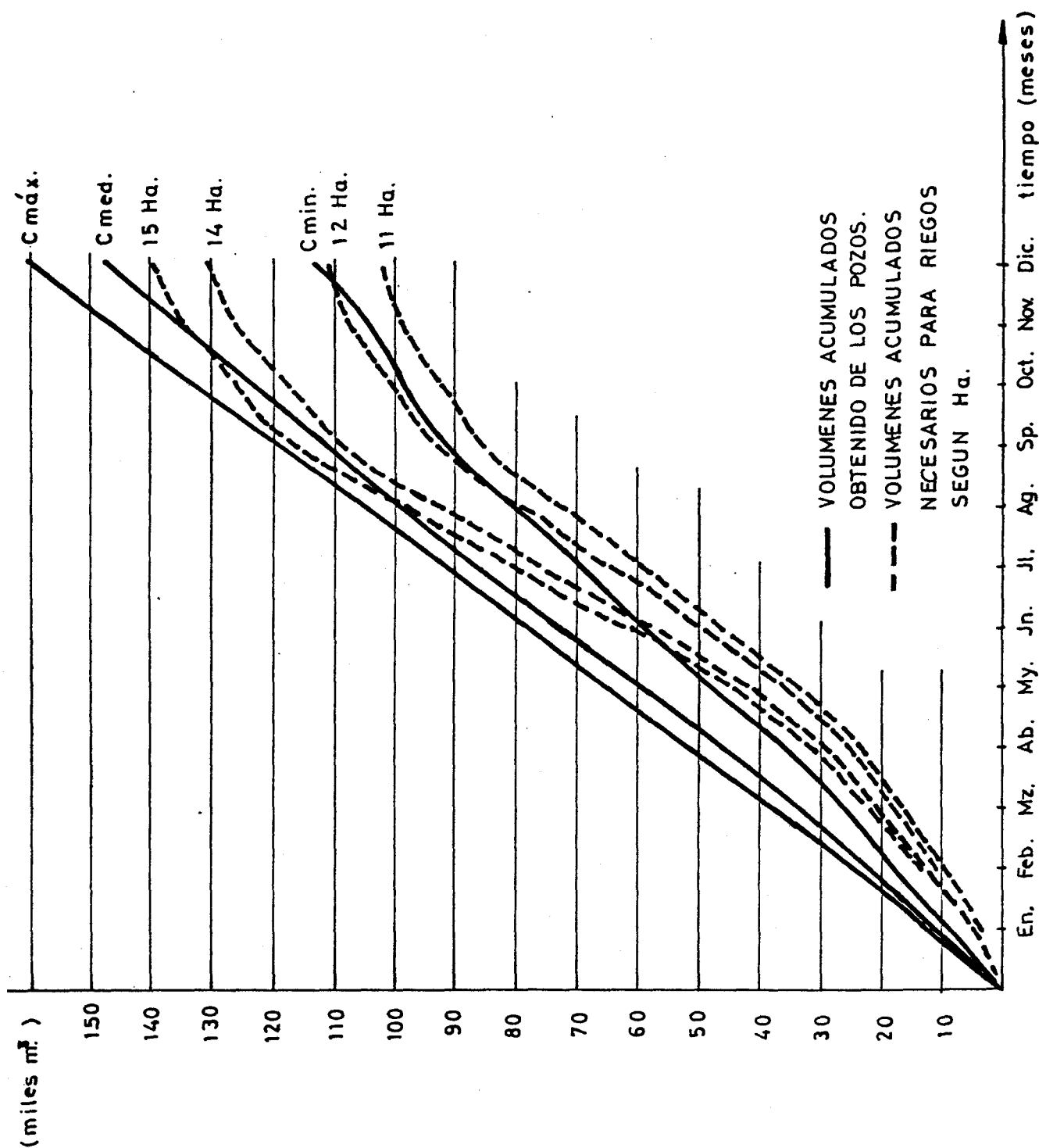


FIG 5-26

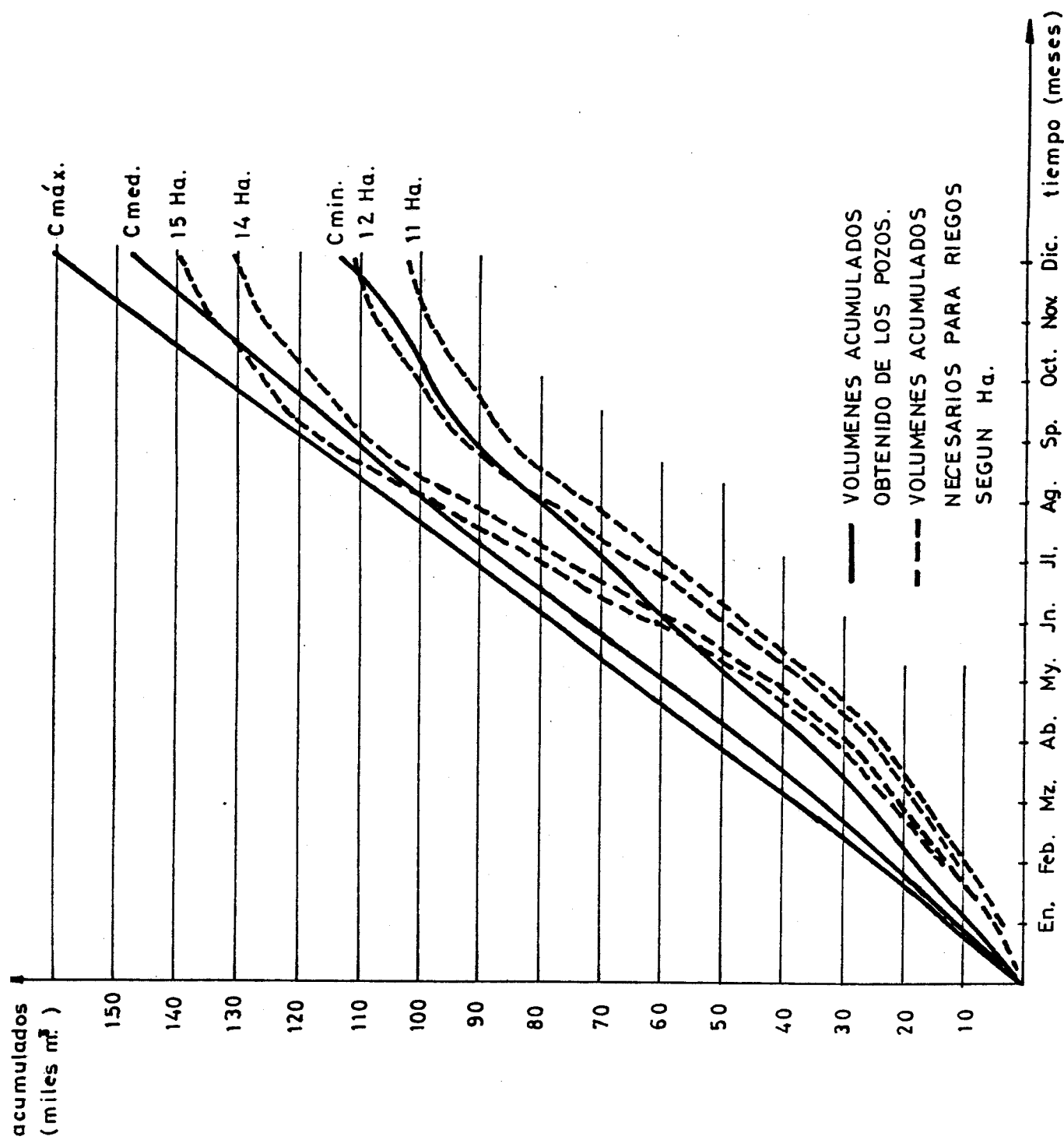


FIG 5-26

6.- ZONA DE ACTUACION DEL BARRANCO DEL CARMEN (ISLA DE LA PALMA)

6.1.- CARACTERISTICAS GENERALES Y DEMANDA ENERGETICA

La zona de actuación del Barranco del Carmen corresponde a un pozo de gran caudal situado en el barranco del mismo nombre, así como las instalaciones necesarias para extraer el agua y elevarla a gran altura hasta un canal de riego para conducirla al Sur de la isla.

El pozo e instalaciones son propiedad de la Comunidad de Aguas "Nuestra Señora del Carmen" domiciliada en la calle Real nº 44 de Santa Cruz de la Palma.

El pozo se encuentra situado en la margen derecha del citado barranco del Carmen, en terrenos propiedad del T.M. de Santa Cruz de la Palma. Su situación se muestra en los planos 6.1 y 6.2 (tomo 2) y en fotografía 6.1 (tomo 2).

Se visitaron el Barranco del Carmen y zonas adyacentes y se dispuso para su estudio del "Proyecto de Electrificación e Instalaciones de Bombeo para el Pozo de Elevación de Agua, Propiedad de la Comunidad Nuestra Señora del Carmen".

Las características técnicas de la explotación, pertinentes en cuanto a posible utilización de la energía eólica para cubrir total o parcialmente en demanda energética, se incluyen en los apartados siguientes.

Altura de elevación

Existen dos escalones de elevación, uno de 140 metros desde el fondo del pozo hasta un estanque de almacenamiento (fotografía 6.1) y otro de 302.9 metros, desde el citado estanque hasta un canal de riego.

Caudal y régimen de explotación

Se prevé un caudal continuo de explotación de 250 m³/hora, y ocasionalmente, en momentos de gran demanda, podrá aumentarse el caudal hasta 350 m³/hora. Para ello se han previsto segundos equipos de bombeo, que actúan también como grupos de reserva.

Datos para el cálculo de la potencia

1er Escalón

Altura de elevación	140 m
Longitud de la conducción	160 m
Diámetro de la conducción	10 pulgadas
Velocidad del agua en la conducción (para 250 m ³ /hora)	1.5 m/seg
Nº de Codos	3
Nº de válvulas	3
Pérdida de carga	3.8 m

2º Escalón

Altura de elevación	302.9 m
Longitud de la conducción	2373 m
Diámetro de la conducción	10 pulgadas
Velocidad del agua en la conducción (para 250 m ³ /hora)	1.5 m/seg
Nº de codos	3
Nº de válvulas	4
Nº de curvas (ángulo medio de 50º)	48
Pérdida de carga	49.9 m

Cálculo de la potencia

Para el caudal de $250 \text{ m}^3/\text{h}$, las potencias ideales resultan:

1^{er} Escalón:

$$P_{1i} = 132 \text{ CV} = 97.3 \text{ kw}$$

2^o Escalón:

$$P_{2i} = 324 \text{ CV} = 239 \text{ kw}$$

La primera bomba funciona en una zona de velocidades específicas para las que los rendimientos son del orden de 0.80 o superiores, y para la segunda, el rendimiento deberá ser del orden de 0.7.

Con ello resulta una potencia consumida:

$$P_1 = 122 \text{ kw}$$

$$P_2 = 341 \text{ kw}$$

Y una potencia total:

$$P_c = 463 \text{ kw}.$$

En el proyecto se han instalado dos grupos electrobombas de 154 kw para el pozo y dos de 353 kw para la elevación de agua al canal. Como ya se indicó, los segundos grupos actúan para impulsar los picos de caudal hasta $350 \text{ m}^3/\text{h}$ y como grupos de reserva.

Por otra parte, está previsto en la instalación un elevador de 5.5 kw, así como 0.24 kw para alumbrado. Con todo ello resulta:

Potencia total consumida en régimen continuo, P_{tc} .. 469 kw

Potencia total consumida en régimen punta, P_{tp} 654 kw

Potencia total instalada para funcionam. continuo .. 513 kw

Potencia total instalada 1020 kw

Instalación eléctrica

Los motores de los grupos electrobombas son trifásicos alimentados a 1000 V (700 V en el arranque).

La instalación se alimenta mediante una línea de alta tensión a 22 kw, que parte de la estación de seccionamiento "Dorador" de la UNELCO, situada en la meseta de dicho nombre (plano 6.1, tomo 2), con una longitud de 158 m.

En la central del pozo se ha previsto una central de transformación de 1000/380/220 V.

6.2.- POTENCIAL EOLICO

Son notablemente escasos los datos existentes de vientos en la isla de la Palma, no disponiéndose de más mediciones sistemáticas que las de la estación meteorológica del aeropuerto de Buenavista de la isla.

Este aeropuerto se encuentra situado al nivel del mar, en la costa Este de la isla, expuesto por tanto al alisio del NE*.

El resumen de las mediciones de vientos en el aeropuerto durante cinco años (1975-1979) se incluyen en las tablas 6.1 (Anexo 6). De estos datos se han obtenido las curvas de duración de velocidad (Figs. 6.1 y 6.2 y cuadro 6.1), así como los datos siguientes:

\bar{V}_{anual}	6.0 m/seg	(media de 5 años)				
\bar{P}_{anual}	267.10 W/m ²	"	"	"	"	
\bar{E}_{anual}	2339.8 kwh/m ²	"	"	"	"	

La zona del pozo del Carmen se encuentra situada a unos 9 km al Norte del aeropuerto y junto a la costa, por lo que estará sometida al mismo régimen general de vientos, pero modificados por la orografía.

En el borde Norte del Barranco del Carmen existe una meseta: el Dorador, a unos 260 metros de altura (planos 6.1 y 6.2 y fotografías 6.2 y 6.3). Es posible que en esta meseta exista mayor energía eólica que en el aeropuerto, pero su topografía no es especialmente prometedora en este sentido.

Próxima al Dorador y en dirección Norte a unos 2.9 km del

* La situación general de la isla de la Palma respecto a los vientos alisios se trata en el capítulo 7.

Barranco del Carmen, se encuentra la montaña Tenagua (planos 6.1 y 6.2 y fotografías 6.3 y 6.4). Esta montaña, de 579 metros de altura, es de forma redondeada y desprovista de vegetación en su parte superior; todo ello favorece la existencia de alta energía eólica. Se encuentra también expuesta sin obstáculos al alisio del NE. Por todo ello, en esta montaña deberá muy probablemente existir el mismo régimen general de vientos que en el aeropuerto, aumentados por el efecto orográfico. Este efecto se estima que aumentará las velocidades medias del viento de un 30 % a un 60 %, lo que implica que las energías serán normalmente de 2.2 a 4 veces mayores, es decir, comprendidas entre los 600 y 1000 W/m², lo que las clasifica ya como muy elevadas.

Se señala también que la montaña Tenagua es de fácil acceso desde la carretera Santa Cruz de la Palma-Los Sauces, existiendo ya un camino explanado hasta cerca de la cima. Finalmente, se indica que no existe montaña alguna en las proximidades del Barranco del Carmen que ofrezca características parecidas, para que pudieran considerarse como soluciones alternativas para el posible emplazamiento de la aeroturbina.

6.3.- POSIBLE PLAN DE ACTUACION

6.3.1.- Selección de la aeroturbina

Teniendo en cuenta la existencia de instalación eléctrica para la extracción y elevación del agua del pozo del Carmen, el programa eólico habría de ser del tipo de aeroturbina asistida por energía eléctrica, tal como el estudiado en el capítulo 4.

Se considera que no parece aconsejable intentar cubrir los picos de potencia citados en el párrafo 6.1, por lo que la potencia eléctrica máxima de la aeroturbina debería ser de unos 500 kW eléctricos.

Teniendo en cuenta esta elevada potencia, la aeroturbina deberá ser instalada en una zona de máxima energía eólica, aunque esté algo distante de la zona de utilización, ya que se compensa sobradamente el coste de la línea eléctrica.

Se recomienda pues, como lugar de emplazamiento posible de la aeroturbina la cima de la montaña Tenagua, siempre que las mediciones de energía eólica que, imprescindiblemente deben llevarse a cabo antes de proceder a un programa de actuación, confirmen la existencia de una energía media anual en la cima de la montaña no inferior a 4.000 - 5.000 kW h/kW año, y que esta energía fuese muy superior a la existente en la meseta del Dorador, que también debería medirse a efectos comparativos. Estos programas de medición deberían tener una duración de un año como mínimo a causa de la falta de datos de la zona y la dificultad de establecer correlaciones en este caso.

Aeroturbinas de unos 500 kW de potencia no son comerciales no existiendo en funcionamiento más que dos prototipos de 630 kW, desarrollados por el Gobierno de Dinamarca, y que se encuentran instalados

en fase experimental en Nibe, al Norte de la península de Jutlandia. Datos de estas aerotubinas se mostraron en el capítulo 2º.

Posiblemente pudieran adquirirse en Dinamarca versiones de estas aeroturbinas, o al menos sus planos de fabricación, pero no parece aconsejable que España iniciase un programa experimental en esta forma, excepto si las turbinas de esta potencia llegasen a ser comerciales y su energía competitiva con la energía eléctrica.

Parece mucho más razonable en este programa de actuación, como en el caso de la zona de la Granja Los Moriscos, se instalase otra aeroturbina nacional de 100 kW, o bien de 200 kW, aunque no se cubriese más que parte de la demanda energética. De esta forma, este programa podría considerarse como un programa complementario o alternativo al de la citada Granja.

El programa posible de actuación comprendería:

- a) Mediciones de vientos en el Dorador y en la cima de la montaña Tenagua. Los emplazamientos de los puntos de medición están señalados en el plano 6.1.

Como ya se indicó, estas mediciones deberían llevarse a cabo durante un tiempo mínimo de un año. No obstante, por comparación con los datos del aeropuerto, al cabo de pocos meses ya podría afirmarse si el sitio elegido reúne condiciones energéticas eólicas suficientes.

- b) Selección definitiva de la aeroturbina (100-200 kW). No se incluyen especificaciones por ser análogas a las de la zona de actuación de la Granja Los Moriscos.

c) Obra civil.

Consiste en el camino de acceso, cimentación de la aeroturbina y caseta de medición. Se describe con pormenor en el apartado siguiente.

d) Instalación eléctrica.

Teniendo en cuenta que la potencia generada es importante y la distancia de transporte considerable, hay que preveer que el transporte de energía eléctrica se efectúe en alta tensión. No es posible terminar la línea en el Seccionador Dorador, ya que la conexión con la red mediante la cual ésta proporciona la energía suplementaria de la que genera la aeroturbina, ha de efectuarse en baja tensión. Por tanto, la línea eléctrica se construirá desde la montaña de Tenagua hasta el pozo del Barranco del Carmen, con una longitud real de unos 3 Km, transcurriendo por la zona mostrada en la fotografía 6.5.

6.4.- OBRA CIVIL

6.4.1.- Descripción de los terrenos.

El lugar de la instalación de la aeroturbina es como ya se ha indicado, la montaña de Tenagua.

Esta montaña, en su parte inferior está compuesta por conglomerados volcánicos con pequeñas proporciones de arcilla. Estas proporciones aumentan en los 150 m de altitud próximos a la cumbre, llegando incluso a desaparecer los conglomerados, predominando los suelos limo-arcillosos.

6.4.2.- Obras que se consideran.

Estas son: Cimentación de la aeroturbina, camino de acceso, zonas de maniobra y aparcamiento en la cumbre, caseta de control y vigilancia, casetas de transformación y tendido de la línea de transporte de energía.

6.4.3.- Cimentación de la aeroturbina

En el lugar de la cumbre donde se ubique la aeroturbina es necesario efectuar ensayos geotécnicos que determinen las características del suelo y su capacidad de soporte.

A falta de estos datos y con objeto de tener un orden de magnitud del coste de la cimentación hacemos un cálculo simplificado tomando como hipótesis las consideradas en el caso de la montaña de Malfú.

Los resultados serían análogos obteniéndose para una aeroturbina de 100 kW una placa de planta octogonal de hormigón armado de 8 m de diámetro y 60 cm de espesor, con un peso de acero corrugado en armaduras de 1500 kg, y para una aeroturbina de 200 kW la placa sería de 9 m de diámetro y 70 cm de espesor con un peso de acero de 1900 kg.

Esta armadura se dispondrá en la parte inferior de la placa. La base de la cimentación se situará a 2 m de profundidad, con una capa anticontaminante de hormigón pobre.

El costo de ejecución, considerando el movimiento de tierras necesario, así como materiales y mano de obra, se ~~calcula~~ en 300.000 pts para una aeroturbina de 100 kW y 400.000 pts para una de 200 kW.

Indicamos como soluciones alternativas sin estimar sus costos, las siguientes:

- a) Arriostrar la estructura mediante tirantes, en cuyo caso la cimentación bajo el fuste se reduciría a transmitir al terreno el peso de la estructura y la componente de compresión correspondiente al momento, mientras que la componente de tracción se transmitiría mediante cables dispuestos desde el fuste de la aeroturbina a los anclajes del terreno que circunvalarían la cimentación.
- b) Con objeto de disminuir las fuertes tensiones en el borde de la placa, podría apoyarse dicho borde en la cabeza de un pilotaje perimetral que debería efectuarse con hormigónado in situ con objeto de aprovechar al máximo la resistencia al fuste. Con esta solución se reducirían considerablemente el diámetro y el espesor de la placa. Estimamos que esta solución podría ser interesante a efectos económicos en aeroturbinas de potencias superiores a las consideradas en este caso.

6.4.4.- Camino de acceso.

Existe un camino de acceso en buenas condiciones para su uso hasta la cota 500 m de altitud, al Oeste del monte de Tenagua. A partir de esta cota, es necesario efectuar una nueva traza por terrenos de

naturaleza limo-arcillosa.

El desnivel existente, de 85 m, se salvará mediante un camino de unos 1050 m de longitud, de 3 m de anchura, disponiendo de cuneta y firme, formado por una subbase de 20 cm de picón, (material abundante en la zona), 15 cm de macadam, un riego de penetración de 5 kg/m² de betún y otro superficial de 2 kg/m².

Estimamos que el coste total de las obras descritas incluyendo aparcamiento para 5-6 vehículos ascenderá a unas 2.200.000 pts.

6.4.5.- Caseta de control y vigilancia.

Esta caseta de dimensiones ~~6~~ x 4 m se destinará a ubicar en ella el cuadro de control de la aeroturbina. En esta superficie se incluyen una estancia de 4 x 4 m donde se encontrará dicho cuadro así como una mesa de trabajo, un cuarto de 2 x 2'5 m destinado a albergar el material de repuesto y herramientas, y un cuarto de servicio con inodoro y lavabo, de 2 x 1'5 m de dimensión. Próximo a este se dispondrá de la fosa séptica conveniente.

La construcción será de fábrica de bloques, enfascada y encajada con cubierta plana.

El coste calculado es de unas 450.000 pts.

6.4.6.- Instalaciones eléctricas.

Como ya se indicó al tratar el tema en la Granja de Los Moriscos, en las especificaciones del programa no se incluye el estudio de la línea eléctrica, no obstante, para poder comparar costos la estudiaremos.

La aeroturbina genera corriente alterna a 380 V siendo necesario elevarla para su transporte mediante el correspondiente trans-

formador. Esta energía se transporta mediante una línea de 20.000 V a una distancia de 3.000 m, donde se reduce a la tensión de consumo.

Se dispondrá de un cuadro de maniobra con un dispositivo automático de conexión o desconexión, según se disponga de suficiente tensión en la aeroturbina o no.

El coste del centro transformador para una potencia de 100 kW sería de unas 1.500.000 pts cada uno. Si la potencia fuese de 200 kW este coste se elevaría a 2.100.000 pts por centro de transformación.

Se ubicará cada uno en una caseta de transformación de dimensiones 3'6 x 2'5 m, calculándose el costo de cada una en unas 350.000 pts.

El coste de la línea se calcula en 4.200.000 pts y el cuadro de maniobra en baja unas 320.000 pts.

En resumen el costo total sería de 8.220.000 pts para una aeroturbina de 100 kW y 9.420.000 pts en el caso de ser de 200 kW.

6.5.- VALORACION DEL PROYECTO

En primer lugar se determinaron las energías que se obtendrían por kW instalado en la montaña Tenagua, admitiendo la existencia de vientos medios 30%, 45% y 60% superiores a los existentes en el aeropuerto de Buenavista, admitiendo distribuciones de Rayleigh (Cuadro 6.2 y Figura 6.3), obteniéndose los valores indicados en dicha figura.

Con ello puede procederse a la estimación de los costes de inversión y costes de la energía producida en forma análoga a como se procedió en el Capítulo 4.

6.5.1.- Turbina de 100 kW.

a) Costes de inversión

- Aeroturbina instalada:

Aeroturbina.....	27.500.000 pts
Transporte e instalación (10%).....	<u>2.750.000 pts</u>
Total aeroturbina.....	30.250.000 pts

- Obra civil:

Cimentación.....	300.000 pts
Camino de acceso y aparcamiento (asfaltado).....	2.200.000 pts
Caseta de control.....	<u>450.000 pts</u>
Total obra civil.....	2.950.000 pts

- Instalación:

Línea a 20.000 V.....	4.200.000 pts
Dos centros de transformación.....	3.000.000 pts
Dos casetas para estos centros.....	700.000 pts
Cuadro de mando y control	

en baja tensión..... 320.000 pts

Total instalación eléctrica...8.220.000 pts

- Total programa..... 41. 420.000 pts

b) Coste energía eólica producida

- Hipótesis:

Vida..... 30 años, tanto para
aeroturbina como
para instalación.

Mantenimiento y costes
operacionales..... 1% anual del coste
de inversión[‡]

Intereses^{‡ ‡}..... 10%

Factor de utilización..... 0,9

- Energía producida:

Energía máxima producible:

$\bar{V}(\frac{m}{s})$	7,826	8,729	9,632
------------------------	-------	-------	-------

$E(\frac{kW \cdot h}{año})$	381.260	454.190	511.500
-----------------------------	---------	---------	---------

Se han incrementado los valores un 10% con objeto de tener
en cuenta la variación de energía con la altura.

Energía producida:

$\bar{V} (\frac{m}{s})$	7,826	8,729	9,632
-------------------------	-------	-------	-------

$E_{prod}(\frac{kW \cdot h}{año})$	343.134	408.771	460.350
------------------------------------	---------	---------	---------

Se supone que se ha utilizado toda la energía disponible.

[‡] Valores normalmente aceptados para aeroturbinas.

^{‡ ‡} En un programa de esta naturaleza no parece que puedan cargarse intereses comerciales típicos del 18%. Este 10% es el interés que carga el Banco Mundial.

Utilizando las fórmulas expuestas en el apítulo 2º

$$\text{Coste} = (\text{pts/ kW h}) = \frac{C_I \times A + C_M}{E_{\text{prod}}}$$

b₁) Coste de energía sin incluir obra civil ni instalación eléctrica.

$$C_I = 30.250.000 \text{ pts}$$

$$A = \frac{C_I (1 + v)^n}{(1 + v)^n - 1} = 0,106 \quad C_I = 3.206.500 \text{ pts}$$

Resultando:

Coste anual de inversión.....	3.206.500 pts
Mantenimiento.....	<u>302.500 pts</u>

Total coste anual..... 3.509.000 pts

Por lo tanto el coste por kW h será:

\bar{V} (m/s)	7,826	8,729	9,632
E_{prod} (kW h/año)	343.134	408.771	460.350
Coste (pts)/kW h	10.23	8.58	7.62

b₂) Coste de energía incluyendo obra civil e instalación eléctrica.

$$C_I = 41.420.000 \text{ pts}$$

Coste anual de inversión.....	4.390.520 pts
Mantenimiento.....	<u>414.200 pts</u>

Total coste anual..... 4.804.720 pts

Por lo tanto el coste por kW h será:

\bar{V} (m/s)	7,826	8,729	9,632
E_{prod} ($\frac{\text{kW h}}{\text{año}}$)	343.134	408.771	460.350
Coste(pts)/kW h	14.00	11.75	10.44

6.5.2.- Turbina de 200 kW.

a) Costes de inversión

- Aeroturbina instalada:

Aeroturbina..... 50.000.000 pts

Transporte e instalación..... 7.500.000 pts

Total aeroturbina..... 57.500.000 pts

- Obra civil:

Cimentación..... 400.000 pts

Camino de acceso y
aparcamiento (asfaltados)..... 2.200.000 pts

Caseta de control..... 450.000 pts

Total obra civil..... 3.150.000 pts

- Instalación eléctrica:

Línea a 6.500 V..... 4.200.000 pts

Dos centros de transformación..... 4.200.000 pts

Dos casetas para estos centros..... 700.000 pts

Cuadro de maniobra y control en
baja tensión..... 320.000 pts

Total instalación eléctrica....9.420.000 pts

- Total programa..... 70.070.000 pts

b) Coste de la energía eléctrica producida

Con iguales hipótesis en cuanto a intereses, coste de mantenimiento, vida y factor de utilización tendremos las siguientes energías producidas:

$\bar{V} \left(\frac{m}{s} \right)$	7,826	8,729	9,632
$E_{prod} \left(\frac{kW \cdot h}{año} \right)$	929.629	991.453	1.023.335

Se han incrementado los valores en un 10%, con objeto de tener en cuenta la variación de energía con la altura.

b₁) Coste de la energía sin tener en cuenta obra civil ni instalación eléctrica.

$$C_I = 57.500.000 \text{ pts}$$

$$A = 0,106 \quad C_I = 6.095.000 \text{ pts}$$

Resultando:

Coste anual de inversión.....	6.095.000 pts
Mantenimiento.....	<u>575.000 pts</u>

$$\text{Total coste anual.....} 6.670.000 \text{ pts}$$

Por lo tanto el coste por kW h será:

$\bar{V} \left(\frac{m}{s} \right)$	7,826	8,729	9,632
$E_{prod} \left(\frac{kW \cdot h}{año} \right)$	929.629	991.453	1.023.335
Coste(pts)/kW h	7.17	6.73	6.52

b₂) Coste de la energía incluyendo obra civil e instalación eléctrica.

$$C_I = 70.070.000 \text{ pts}$$

Coste anual de inversión.....	7.427.420 pts
Mantenimiento.....	<u>700.700 pts</u>

$$\text{Total coste anual.....} 8.128.120 \text{ pts}$$

Por lo tanto el coste por kW h producido será:

$\bar{V} \left(\frac{m}{s} \right)$	7,826	8,729	9,632
--------------------------------------	-------	-------	-------

$E_{\text{prod}}(\frac{\text{kW h}}{\text{año}})$	929.629	991.453	1.023.335
$\text{Coste}(\text{pts})/\text{kW h}$	8.74	8.20	7.94

Los costes de inversión del programa son algo más elevados que en el caso de los programas con las mismas aeroturbinas en la montaña de Malfú, en la zona de la Granja de Los Moriscos, a causa del mayor coste de la obra civil e instalaciones eléctricas. Por ello el coste del kW h es más elevado, especialmente cuando se toma el valor inferior de velocidad media del viento, de los tres valores que se han tomado para el cálculo energético; estimándose que el programa parece viable si dicha velocidad media del viento en la montaña de Tenagua alcanza valores al menos del orden de unos 9m/seg, como probablemente acontecerá en la práctica.

Cuadro Nº 6.1

DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA.

ESTACION	L A P A L M A (BUENAVISTA)			
I. de medida	Anemómetro			
Nº de Años	5			
\bar{V} (m/s)	6'02			
V (m/s)	días	días \geq	días al año \geq	horas al año \geq
1.00 - 1.544	133'3	1825	365'0	8760
1.544 - 3.089	248'1	1691'6	338'3	8120'0
3.089 - 5.148	474'5	1443'5	288'7	6929'2
5.148 - 8.237	573'0	969'0	193'8	4651'6
8.237 - 10.811	275'5	396'0	79'2	1900'9
10.811 - 13.8	100'4	120'4	24'0	578'2
13.8 - 16.988	16'4	20'0	4'0	96'3
16.988 - 20.592	0'0	0'0	0'0	0'0

Cuadro Nº 6.2

CURVAS DE RAYLEIGH DE DURACION DE VELOCIDAD

ESTACION: B U E N A V I S T A

Estas curvas están calculadas para unas velocidades medias:

Real y superiores en un 30%, 45% y 60% de la real

$$\bar{V} = 6.02 \text{ m/s}$$

V(m/s)	TIEMPO (en horas)			
	$\bar{V} = 6.02$	$\bar{V} = 7.826$	$\bar{V} = 8.729$	$\bar{V} = 9.632$
2	8032.60	8321.99	8406.16	8468.33
4	6193.16	7135.04	7428.12	7650.31
6	4014.88	5520.93	6044.32	6458.74
8	2188.45	3855.44	4529.01	5095.71
10	1003.01	2429.86	3124.98	3757.06
12	386.52	1382.09	1985.54	2588.69
14	125.24	709.47	1161.70	1666.86
16	34.12	328.69	625.89	1003.01
18	7.82	137.43	310.52	564.03
25	0.01	2.89	13.95	44.12

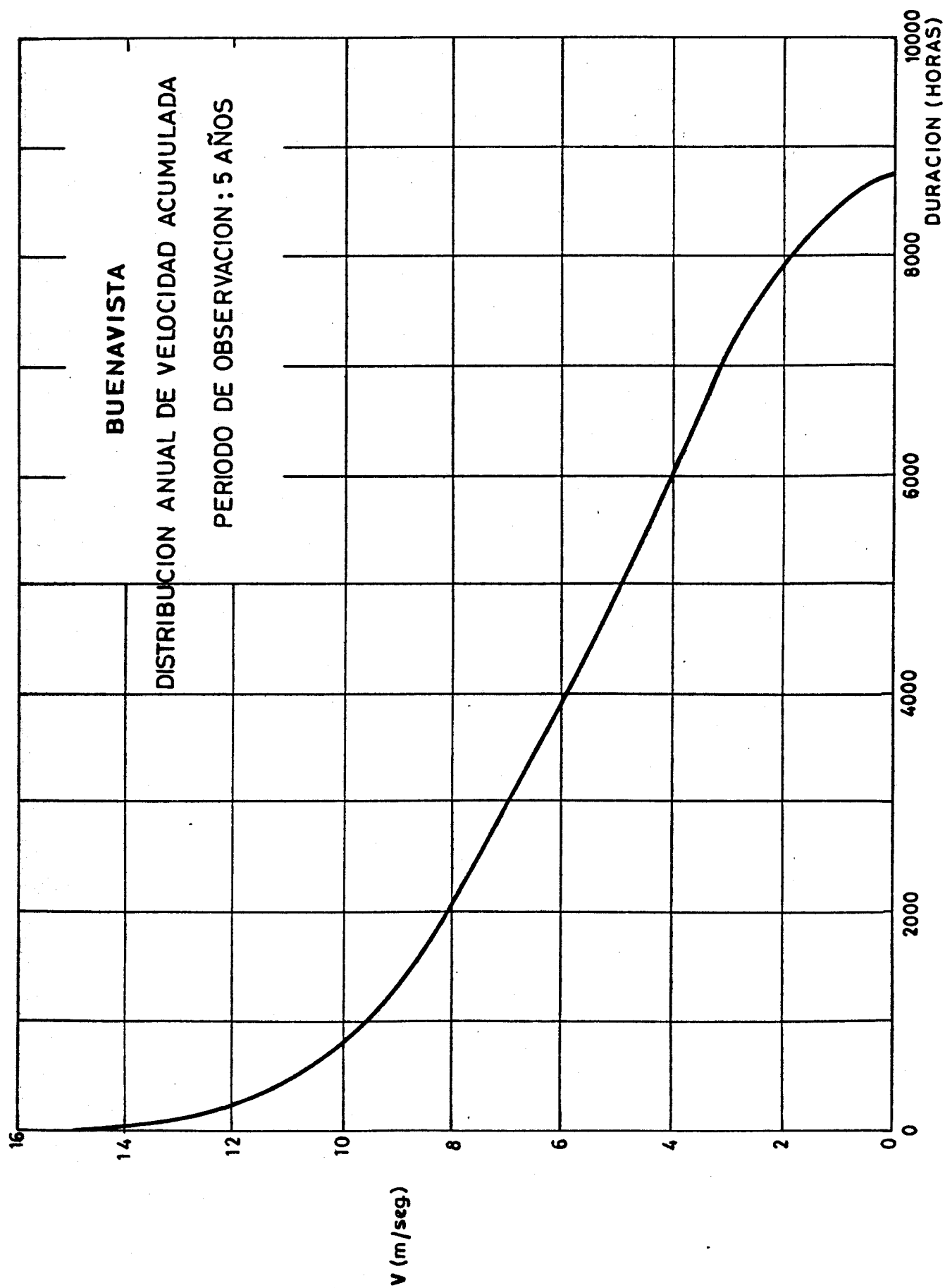


Figura Nº 6.1

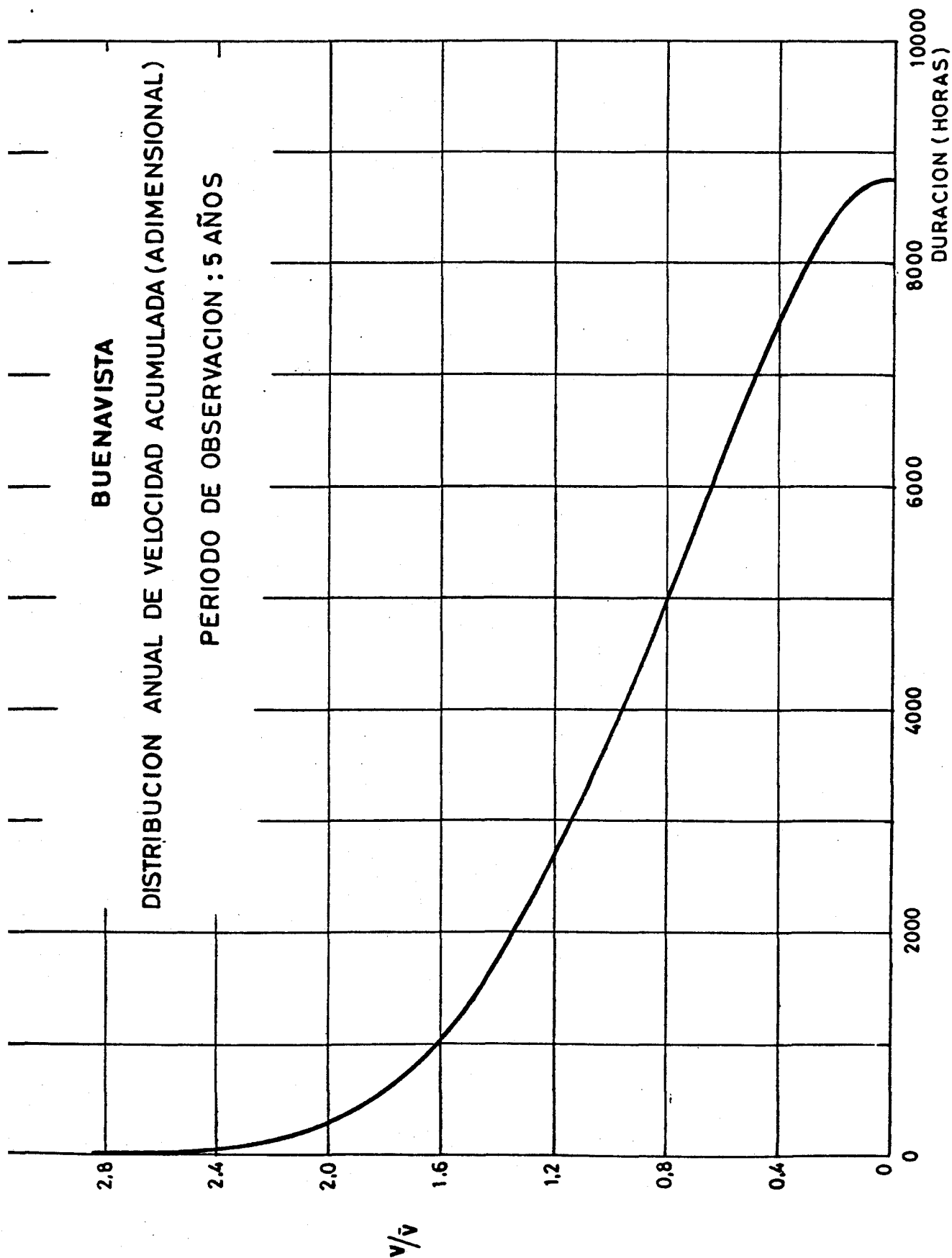


Figura Nº 6.2

DISTRIBUCION ANUAL DE VELOCIDAD ACUMULADA (RAYLEIGH)

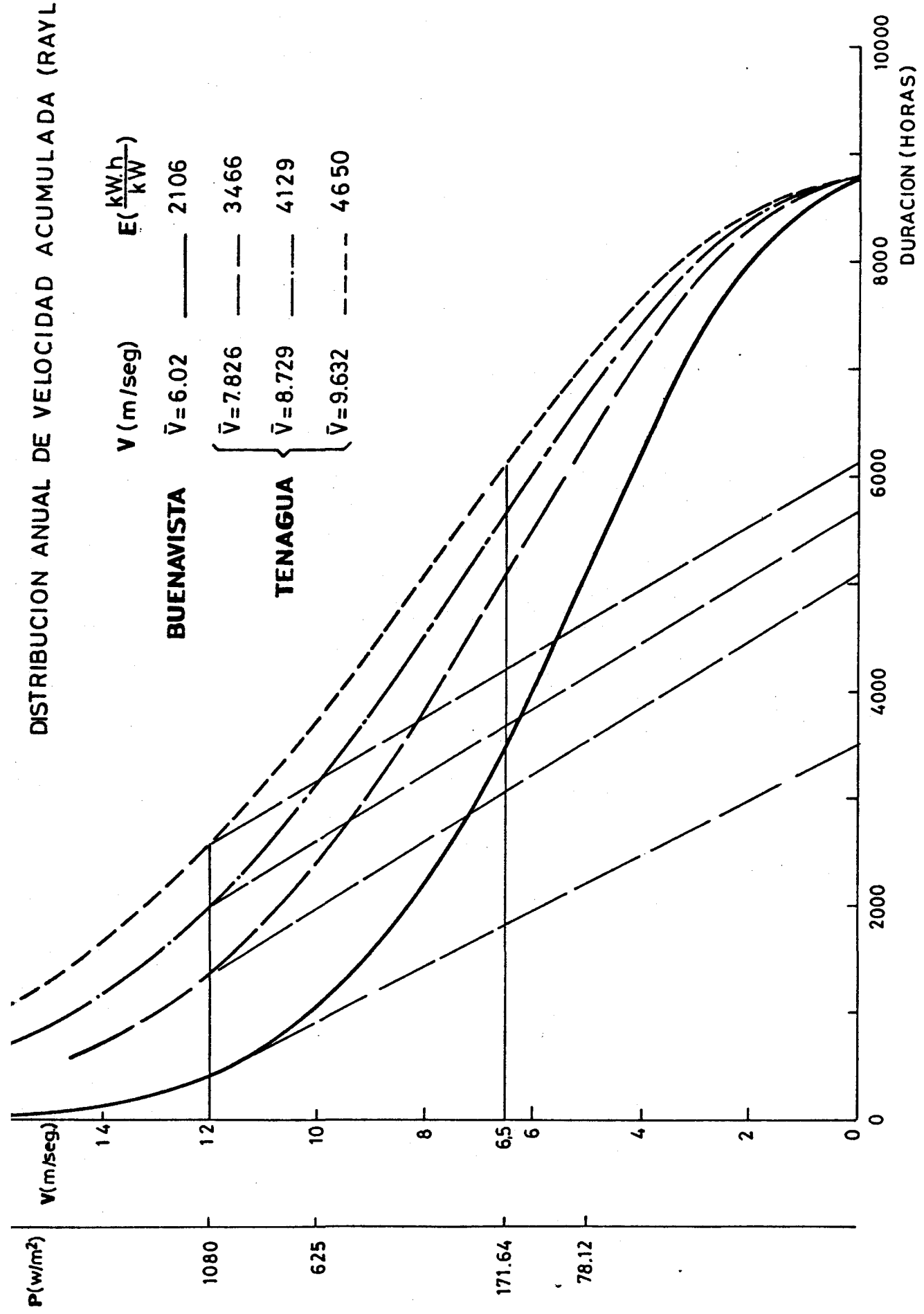


Figura Nº 6.3

LA PALMA (AEROPUERTO DE BUENAVISTA)

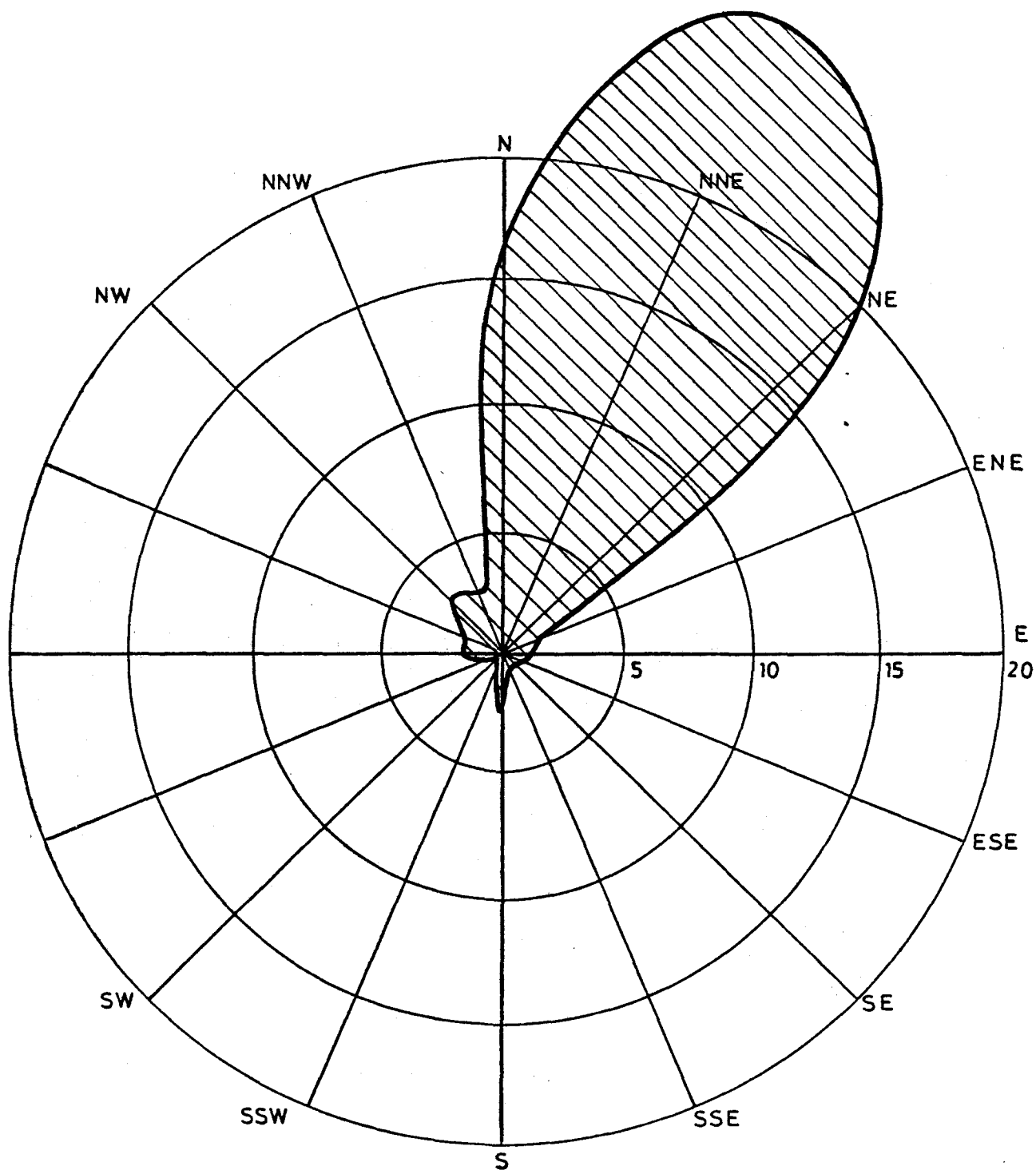


Figura N° 6.4

7.- ZONA DE ACTUACION DE BARLOVENTO. ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO DE UTILIZACION DE LA ENERGIA EOLICA EN LA MISMA

7.1.- CARACTERISTICAS GENERALES Y DEMANDA ENERGETICA

La zona de actuación corresponde al municipio de Barlovento, situado al NE de la isla de la Palma (planos 7.1 y 7.2, tomo 2).

En esta zona se han llevado a cabo diversos estudios para mejora de sus regadíos y para llevar el agua sobrante al centro y sur de la isla. También se conoce por informaciones locales que existe en ella abundante energía eólica.

Los estudios sobre el terreno comprendieron visitas a diversas zonas del municipio, especialmente la montaña del Molino y embalse de La Laguna, discutiéndose con las autoridades del municipio y con la comunidad de regantes los problemas hidrográficos y las condiciones eólicas de la zona.

Se dispuso también para su consulta de un informe sobre la situación hidráulica en Barlovento, efectuado por la Agencia Comarcal del Servicio de Extensión Agraria en San Andrés y Sauces y de otro informe sobre el embalse de La Laguna de Barlovento y condiciones hidrológicas para su abastecimiento.

El municipio de Barlovento está situado en la zona de pluviometría más alta de las islas Canarias, llegando en sus zonas más altas a los 800 mm de precipitación anual. Estas lluvias se unen al agua recogida mediante la denominada "precipitación horizontal"* , resultando

* Agua que pasa directamente al suelo en las zonas montañosas desde las nubes de estancamiento que origina sobre ellas el alisio del NE,

que Barlovento se considera como la zona de las islas Canarias de recursos hidráulicos más elevados.

Existen construidas en el municipio de Barlovento trece galerías, de las cuales solamente se utiliza el agua de ocho de ellas. En varias de estas galerías las producciones de agua sobrepasan los 250 m³/hora, y se estima que en todas ellas podrían alcanzarse producciones de 100-150 m³/hora como mínimo.

No existen datos concretos del agua sobrante de la que podría disponerse para regar otras zonas de la isla. Estimaciones locales indican que solamente en las galerías bajas, que desembocan en el mar, podrían obtenerse caudales del orden de los 100000 m³/día. Estimaciones oficiales señalan cifras no tan elevadas, indicando que podrían contarse con unos 8.200.000 m³/año, y que esta cifra podría incrementarse fácilmente.

Se ha señalado también que para programas de regadío de gran envergadura, destinados a conducir el agua al Sur de la isla, podrían contarse también con el agua sobrante de los municipios próximos al de Barlovento en la zona Norte de la isla, especialmente San Andrés y Sauces.

Para la realización de estos proyectos se cuenta con el posible aprovechamiento del embalse de La Laguna de Barlovento, de 5.000.000 de m³ de capacidad, situado a unos 700 metros de altura, que aún está a falta de impermeabilización (fotografías 7.1 y 7.2, tomo 2). Este embalse se construyó para recoger agua de lluvia y en él se proyecta verter los caudales sobrantes de las galerías altas. A su vez desde este embalse se vertería en el canal Barlovento-Fuencaliente, situado a

unos 500 metros de altura (figura 7.1). A este canal se llevaría también el agua de las galerías bajas.

Otros estudios indican la conveniencia de construir embalses de regulación en las cotas de 300 y 500 metros y llevar hasta ellos el agua de las galerías bajas.

En resumen, no está definido un proyecto hidráulico o plan de acción hidráulico en la zona, pero en todos los estudios se considera de vital importancia económica el aprovechamiento del agua sobrante en la zona Norte de la isla para regar el Sur de la misma, mediante proyectos de gran envergadura que habría que abordarlos a nivel insular.

En todo caso, con vistas a estimaciones de la demanda energética para el presente trabajo, puede concluirse que cualquiera de los proyectos de regadío que acaban de mencionarse, incluyen caudales de agua considerables (500-1000 litros/segundo como mínimo), que hay que elevar a grandes alturas (300-500 metros), por lo que las potencias necesarias están en el orden de los 2000 a 5000 kw, lo que ya representa una cifra considerable en relación con la potencia eléctrica instalada en la isla.

7.2.- POTENCIAL EOLICO

No se dispone de datos de mediciones de vientos en esta zona de la isla de La Palma, no contándose en toda la isla más que con los datos del aeropuerto, que ya se reseñaran en el capítulo anterior. El aeropuerto está situado lejos de la zona de Barlovento y sus condiciones topográficas son por completo diferentes.

Por tanto, para estimar la energía eólica que puede existir en Barlovento, hay que recurrir a la situación de la isla de La Palma respecto al régimen general de vientos alisios en el archipiélago, y a observaciones e informaciones locales.

La situación de la isla de La Palma respecto a los vientos alisios, que se muestra en las figuras 2.1 y 2.2 parece indicar que el régimen de vientos en esta isla ha de ser análogo al existente en las demás del archipiélago, aunque posiblemente con una menor disminución de energía eólica durante el invierno.

Esto parece confirmarlo el cuadro 7.1 que se adjunta, en el que se comparan las variaciones energéticas anuales, respecto a su valor medio en tres estaciones de las islas Canarias. Estas estaciones se comparan entre sí por tener valores energéticos anuales semejantes, pero están situadas en Fuerteventura, Gran Canaria y La Palma*.

Por último, los datos de mediciones de que se dispone en el aeropuerto de Buenavista, ya incluidos en el Capítulo 6, indican que la energía anual medida en esta estación, situada en su costa Este y al ni

* Para que esta comparación fuese realmente precisa tendría que establecerse para los mismos e igual número de años, lo que no ha sido posible por carencia de datos que cumpliesen dichas condiciones.

vel del mar, se comparan favorablemente con otras mediciones en situaciones relativas análogas (Gando y aeropuerto de Fuerteventura, por ejemplo).

De todo ello puede concluirse que, con toda probabilidad, la energía eólica existente en la zona Norte de la isla de La Palma, debe al menos ser análoga a las existentes en las zonas de barlovento de las demás islas, debiendo por tanto, ser considerable.

Las observaciones e informaciones locales coinciden con estas conclusiones.

Se visitó detenidamente la denominada montaña del Molino, (planos 7.1 y 7.2, tomo 2 y fotografías 7.3 y 7.4, tomo 2), en la que, como indica su nombre, estuvo situado un molino (fotografías 7.4 y 7.5).

Esta montaña se encuentra en las proximidades del mar y cerca del pueblo de Barlovento, y según las informaciones locales reina en ella fuerte viento.

La erosión del viento sobre el suelo y sus efectos sobre la vegetación son muy pronunciados y del todo evidentes, como se muestra en las fotografías 7.5, 7.6 y 7.7; por lo que todo parece indicar que en esta montaña existe un elevado potencial eólico, pareciendo con toda probabilidad un emplazamiento excelente para una o dos aeroturbinas^{*}.

Cerca de esta montaña existen otras varias que presentan características topográficas en principio favorables para el emplazamiento de aeroturbinas (fotografías 7.8, 7.9 y 7.10), en las que probablemente existirán condiciones eólicas excelentes para el emplazamiento de aeroturbinas.

* La zona en donde se encuentran situadas las ruinas del molino parece de potencial eólico tan bueno como la cima. En ésta existe un repetidor de televisión que habría que tener en cuenta (posibles interferencias) si se decidiese emplazar una aeroturbina en dicha cima.

7.3.- POSIBLE PLAN DE ACTUACION

Puede afirmarse que la zona de Barlovento, al menos potencialmente, presenta unas características que pueden calificarse de excepcionales para llevar a cabo en ella un programa en gran escala de aprovechamiento de la energía eólica en planes de regadío.

Por un lado, la fuerte y continua demanda energética para elevar aguas, con valores de potencia necesaria ya en la zona de los megawattios, y por otro la probable existencia de fuertes y regulares vientos, permitirían emplazar aeroturbinas de 2 ó 3 mW para el accionamiento de los equipos de bombeo. Como ya se indicó en el Capítulo 2, se espera que en breve plazo de tiempo estas aeroturbinas producirán energía a precios competitivos con el de la energía eléctrica de origen térmico.

También hay que considerar el gran interés económico del posible programa, que haría posible el riego de extensas zonas de la isla de La Palma con agua que en la actualidad no se utiliza.

El interés económico del programa podría acrecentarse proyectando las instalaciones de las aeroturbinas de manera que suministrasen energía eléctrica a la red de la isla cuando su producción energética superase a la demanda requerida para elevación de agua, lo que sería por completo factible.

Por todo ello, puede afirmarse que un programa con estas condiciones tan excepcionales constituiría un proyecto de utilización de energía eólica en la agricultura que podría calificarse de pionero, incluso a nivel mundial.

Al no existir un programa hidráulico concreto, no es posible en este trabajo proponer un programa también concreto de instala-

ción de determinadas aeroturbinas.

En una primera fase de actuación, parece del todo lógico concentrarse en programas de medición de vientos, para comprobar y evaluar la existencia de un elevado potencial eólico en la zona que, aunque muy probable, aún no se la conoce cuantitativamente.

Cuando se carece totalmente de datos de viento en un lugar en donde se desea emplazar una aeroturbina, es necesario proceder a un programa preciso de medición de vientos en el lugar durante un plazo de tiempo de un año y, preferentemente, tres. Ahora bien, contando con los datos del aeropuerto de Buenavista, podrían establecerse analogías que en pocos meses al menos proporcionarían información suficiente para iniciar programas de actuación, que deberían comenzarse con estudios hidráulicos y eólicos que permitirían llegar a un proyecto de actuación en una zona de excepcional interés como es Barlovento.

Por ello, se recomienda y se considera de muy gran interés que se inicien programas de medición de vientos al menos en cuatro puntos de la zona:

- 1) En la cima de la montaña del Moline.
- 2) En la zona donde estuvo situado el molino.
- 3) En la cima de la cota 534 (fotografías 7.4 y 7.9 y planos 7.1 y 7.2).
- 4) En la cima de la montaña del Pozo (fotografía 7.10 y planos 7.1 y 7.2).

Si se deseara extender este programa de mediciones a otras zonas de la isla, se considera de especial interés la zona de Fuencaliente, en el Sur de la isla, que también se visitó y en donde existen im-

portantes programas de elevación de agua. Se señala en particular la montaña de las Tablas (plano 7.3 y fotografía 7.11), junto al volcán de San Antonio, y en la que informaciones locales señalan la existencia de un elevado potencial eólico.

De gran interés para el desarrollo general de la energía eólica en la isla se considera la cadena de montañas centrales que corren desde la caldera de Taburiente hacia el Sur de la isla (Cumbre Nueva y Cumbre Vieja, plano 7.3) y cuyo potencial eólico, por estar abiertas a todos los vientos, debe ser muy elevado.

Cuadro Nº 7.1

DISTRIBUCION MENSUAL DE ENERGIA

ESTACIONES: BUENAVISTA (Isla de la Palma) - LA CERRUDA (Gran Canaria) - CORRALEJO (Fuerteventura)

AÑOS DE OBSERVACION: 3 5 7

\bar{E}_{anual} : 2339'8 Kw.h/m² 2023'0 Kw.h/m² 2254 Kw.h/m²

Estación	Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septbre.	Octubre	Novbre.	Dicbre.
BUENAVISTA		1'06	0'792	1'08	1'230	1'367	0'982	1'457	1'164	0'625	0'650	0'693	0'900
LA CERRUDA		0'494	0'344	0'425	1'046	0'826	1'325	2'766	2'179	1'217	0'417	0'431	0'518
CORRALEJO		0'840	0'731	0'924	1'339	1'208	1'163	1'554	1'116	0'677	0'575	0'655	1'219

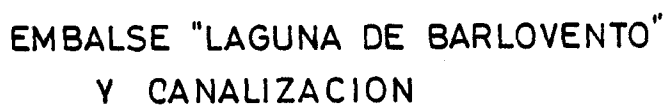


FIG. 7.1

8.- ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE AEROTURBINAS DE LAS ZONAS DE ACTUACION SELECCIONADAS

8.1.- INTRODUCCION

Como ya es sabido, la potencia obtenida con una aeroturbina, el tiempo de utilización y, en consecuencia, la energía eléctrica producida, dependen de las características y modo de operación de la misma y de las características del viento del lugar como velocidad media y duración de velocidad. Esto pone de manifiesto la importancia que tiene la realización de un estudio que permita especificar las características óptimas que deben reunir las aeroturbinas a instalar en las distintas zonas de actuación.

Las aeroturbinas que se han propuesto en los planes de actuación de la zona de la Granja de los Moriscos y en la zona del Barranco del Carmen, son la aeroturbina nacional de 100 kw y la aeroturbina MOD. OA de la NASA de 200 kw de potencia, en un posible plan alternativo. Ambas aeroturbinas están diseñadas para su utilización en emplazamientos cuyas características de viento son similares a las de las zonas de actuación indicadas, habiéndose incluido sus especificaciones en el estudio de los planos de actuación de ambas zonas.

En la zona de actuación del Valle de Pozo Negro, en cambio, la velocidad media del viento en el valle es inferior a la usual de diseño, siendo aconsejable realizar un estudio para este caso, que, además, puede tener aplicación a otras zonas agrícolas de características similares. Se considerará que la potencia eléctrica de diseño es de 25 kw (superior a la actual que es de 15 kw) en previsión de un posible aumento de la demanda energética.

8.2.- METODO PARA LA DETERMINACION DE ESPECIFICACIONES

La optimización de la aeroturbina a utilizar en el Valle de Pozo Negro se efectuará a partir del análisis de características tales como energía anual obtenida, tamaño, energía por unidad de superficie barrida (densidad de energía), revoluciones, o lo que es equivalente, relación de multiplicación para una velocidad de giro del generador eléctrico definida y, fundamentalmente, coste por unidad de energía obtenida.

Para el cálculo de estas características tendremos en cuenta las siguientes hipótesis:

- a) Sobre el modo de funcionamiento.

Se supondrá que la aeroturbina funciona a vueltas constantes y, por tanto, que a partir de la velocidad de diseño V_d , a la que se obtiene la potencia de diseño P_d , se varía el paso para mantener esta potencia.

- b) Sobre las actuaciones fuera del punto de funcionamiento nominal.

Se supondrá una aproximación funcional del coeficiente de potencia C_p , de acuerdo con la expresión (*):

$$\frac{C_p}{C_{p\max}} = \frac{V_n}{V} \left[a_1 \left(\frac{V_n}{V} - 1 \right)^2 - \frac{V_n}{V} + 2 \right] \quad (1)$$

siendo V_n la velocidad nominal, es decir, la velocidad a la que se ha efectuado la optimización aerodinámica y, por tanto, para la que el coeficiente de potencia es máximo ($C_{p\max}$). El coeficiente a_1 depende del número de palas de la aeroturbina N_p , y sus valores, así como los de la

(*) S. SIVASEGARAM, "Transient Behaviour of Wind Energy Systems", Wind Engineering N° 2, 1980.

relación entre la velocidad nominal y la de arranque V_n/V_A , se presentan en el cuadro 8.1 a continuación.

Cuadro N° 8.1

COEFICIENTE a_1 Y VELOCIDAD DE ARRANQUE

Número de palas	a_1	V_n/V_A
2	- 2	1.5
3	- 0.8284	1.65
4	- 0.3125	1.8

c) La velocidad límite de funcionamiento V_L , se determinará con la condición de que la energía eléctrica que se pierde es inferior al 1 %, excepto cuando con esta condición se obtenga una velocidad límite superior a 22 m/seg, en cuyo caso se fijará este valor.

Con las hipótesis anteriores podemos escribir para la energía eléctrica obtenida E , la siguiente expresión:

$$E = P_{ed}(t_d - t_L) + \int_{t_A}^{t_d} P_e dt \quad (2)$$

donde P_{ed} es la potencia eléctrica de diseño, P_e la potencia eléctrica obtenida a velocidades inferiores a la de diseño y t_A , t_d y t_L son los tiempos de utilización de la aeroturbina a velocidades superiores a la de arranque, diseño o límite respectivamente.

Ahora bien, la energía perdida por límite de funcionamiento E_p , es:

$$E_p = P_{ed} t_L \quad (3)$$

y, en consecuencia, resulta:

$$E = P_{ed} t_d + \int_{t_A}^{t_d} P_e dt - E_p . \quad (4)$$

Teniendo en cuenta ahora que entre la potencia de la aeroturbina P_A , potencia eléctrica y rendimiento del multiplicador η_{ML} y del generador η_g existe la relación:

$$P_e = \eta_{ML} \eta_g P_A , \quad (5)$$

y que de la definición de C_p se obtiene:

$$P_A = \frac{1}{2} \rho C_p V^3 S , \quad (6)$$

siendo S la superficie barrida por la aeroturbina, podemos escribir:

$$P_e = P_{ed} \frac{C_p/C_{p\max}}{C_{pd}/C_{p\max}} \left(\frac{V}{V_d} \right)^3 , \quad (7)$$

habiendo despreciado las variaciones de los rendimientos del multiplicador y generador a vueltas constantes.

Recordando la expresión (1) y sustituyendo la expresión (7) en la expresión (4), y teniendo en cuenta que la distribución acumulada de velocidades adoptada para la zona de Pozo Negro es la de Rayleigh, es decir:

$$t = 8760 e^{-\frac{\pi}{4} (V/\bar{V})^2} \text{ (hr)} , \quad (8)$$

y la hipótesis (c), podemos escribir:

$$E = .99 \times 8760 \times P_{ed} \left\{ e^{-\frac{\pi}{4} (V_d/\bar{V})^2} - \frac{\pi}{2[a_1(\frac{V_n}{V_d} - 1)^2 - \frac{V_n}{V_d} + 2]} \int_{V_A}^{V_d} [a_1(\frac{V_n}{V} - 1)^2 - \frac{V_n}{V} + 2] \left(\frac{V}{V_d} \right)^3 \frac{V}{\bar{V}} e^{-\frac{\pi}{4} (V/\bar{V})^2} \frac{dV}{\bar{V}} \right\} , \quad (9)$$

también de la expresión (3)

$$t_L = \frac{E}{100 P_{ed}} \quad (10)$$

y luego de la expresión (8)

$$V_L = 2 \sqrt{\frac{1}{M_L} \ln \frac{8760}{t_L}} \quad (11)$$

Las expresiones (9), (10) y (11) sólo son válidas si el valor de V_L obtenido con la expresión (11) es menor que 22 m/seg. En caso contrario se tomará $V_L = 22$ m/seg y los valores de t_L y E_p se calculan en las expresiones (8) y (3) respectivamente, mientras que la energía eléctrica producida se calcula con la expresión:

$$E = 8760 \times P_{ed} \left\{ e^{-\frac{\pi}{4} (V_d/\bar{V})^2} - \frac{\pi}{2[a_1(\frac{V_n}{V_d} - 1)^2 - \frac{V_n}{V_d} + 2]} \int_{V_A}^{V_d} [a_1(\frac{V_n}{V} - 1)^2 - \frac{V_n}{V} + 2] (\frac{V}{V_d})^3 \frac{V}{\bar{V}} e^{-\frac{\pi}{4} (V/\bar{V})^2} \frac{dV}{\bar{V}} \right\} - E_p \quad (12)$$

Analizando las expresiones (9) o (12) puede observarse que para una potencia eléctrica de diseño fijada y un lugar fijado (\bar{V}), la energía eléctrica producida depende del número de palas, velocidad de diseño y de la velocidad nominal, ya que la velocidad de arranque está relacionada con la nominal (cuadro 8.1).

El diámetro de la aeroturbina se obtiene como sigue. De las expresiones (5) y (6) particularizadas para el punto de diseño resulta:

$$S = \frac{2 P_{ed}}{\eta_{ML} \eta_g C_{pd} V_d^3} = \frac{D^2}{4} \quad (13)$$

y teniendo en cuenta que

$$C_{pd} = C_{p\max} \frac{V_n}{V_d} [a_1 (\frac{V_n}{V_d} - 1)^2 - \frac{V_n}{V_d} + 2] \quad (14)$$

queda finalmente:

$$D = \frac{1}{V_d} \frac{8 P_{ed}}{\eta_{ML} \eta_g C_{pmax} V_n \left[a_1 \left(\frac{V_n}{V_d} - 1 \right)^2 - \frac{V_n}{V_d} + 2 \right]} \quad (15)$$

La determinación de las revoluciones de la aeroturbina, N_A , puede obtenerse a partir de la relación de velocidades nominal λ_n , que como es sabido se define así:

$$\lambda_n = \frac{U}{V_n} , \quad (16)$$

siendo U la velocidad de arrastre del extremo de la pala. En consecuencia, si tenemos en cuenta que

$$U = D N_A \quad (17)$$

se obtiene fácilmente entre (16) y (17):

$$N_A = \frac{\lambda_n V_n}{D} . \quad (18)$$

La relación de multiplicación la definimos como la relación entre las revoluciones del generador N_g y las revoluciones de la aeroturbina, es decir:

$$k = \frac{N_g}{N_a} . \quad (19)$$

Finalmente, la densidad de energía se obtiene a partir de su definición y de las expresiones (9) ó (12) y (15).

8.3.- DATOS DE PARTIDA, PARAMETROS DE CALCULO, RESULTADOS Y ANALISIS

Datos de partida

- Potencia de diseño: 25 kw.
- Velocidad media anual en el lugar del emplazamiento a la altura del buje (18 m): se considerará una velocidad en el valle de 6.5 m/seg, realizándose también cálculos a efectos comparativos para un valor de la velocidad de 10 m/seg, que correspondería al emplazamiento de la aeroturbina en la cima de Atalaya de Agudo.
- Coeficiente de potencia nominal $C_{p\text{máx}} = 0.4$. Este valor puede conseguirse, en un intervalo determinado de la relación de velocidades, con perfiles aerodinámicos de relación sustentación-resistencia comprendida entre 50 y 60.
- Velocidad de giro del generador: se supone un valor típico de 1500 r.p.m.

Parámetros de cálculo

- Número de palas: de acuerdo con la experiencia y consideraciones de mínimo coste, se estudiarán los casos de 2, 3 y 4 palas.
- Velocidad de diseño: se considerará una variación típica de 9 a 12 m/seg.
- Velocidad nominal: se supondrá variable entre un valor de 5 m/seg y la velocidad de diseño correspondiente.
- Relación de velocidades nominal: se considerará una variación típica entre 3 y 7, por tratarse de aeroturbinas de pequeño tamaño.

Resultados y análisis

Con el método desarrollado, datos de partida y parámetros anteriormente indicados se ha procedido al cálculo de las características de mayor interés para la optimización de la aeroturbina. Los cálculos se han efectuado en un ordenador, y los resultados se muestran en las tablas 8.2 a 8.7 y figuras 8.1 a 8.6.

Los hechos más significativos son los siguientes:

- Existe un máximo de densidad de energía (valor óptimo) que se produce a velocidades nominales comprendidas entre 7.5 y 8.5 m/seg, para $\bar{V} = 6.5$ m/seg; y entre 8.25 y 10.5 m/seg, para $\bar{V} = 10$ m/seg.
- La energía anual producida disminuye al aumentar la velocidad de diseño o la velocidad nominal.
- El valor óptimo de la densidad de energía aumenta con la velocidad de diseño, pero la energía anual, correspondiente, producida disminuye en mayor proporción a $\bar{V} = 6.5$ m/seg, y en menor proporción a $\bar{V} = 10$ m/seg.
- El diámetro o tamaño de la aeroturbina y la relación de multiplicación disminuyen al aumentar la velocidad nominal, la velocidad de diseño o la relación nominal de velocidades.

De todo lo anterior se deduce que no existe, en general, un valor óptimo de los parámetros de diseño, siendo necesario adoptar una solución de compromiso, en cada caso particular, que depende en gran medida de los costes.

Los costes de aeroturbinas semejantes varían en proporción al diámetro elevado a un exponente que para aeroturbinas con palas de materiales compuestos, usual en aeroturbinas de potencia del orden de

la que aquí se considera, se aproxima a dos. En consecuencia, puede suponerse que el mínimo coste de la aeroturbina por unidad de energía producida se corresponde con la aeroturbina de máxima densidad de energía producida, siendo este criterio de optimización el que dará lugar a mínimo coste por unidad de energía producida cuando el coste de la aeroturbina representa la mayor parte de la inversión. En cambio el criterio de optimización será el de máxima energía producida, en el caso extremo de que el coste de la aeroturbina sea despreciable comparado con el coste total de inversión.

En la tabla 8.8 se resumen las especificaciones de diseño que resultan en el primer caso, siendo necesario analizar en cualquier otro caso las características particulares del sistema de acuerdo con lo que se ha mencionado.

Cuadro N° 8.2

POTENCIA = 25 kW

NUM. PALAS 2

V. MEDIA = 6.5 m/s

VEL.DIS. (m/s)	VEL.NOM. (m/s)	ENERGIA (kWh)	DEN.ENERG. (kWh/m ²)	DIAMETRO (m)	VEL.LIM. (m/s)	ENERG.PER. (%)
9	5	108859.40	393.2068	18.7749	16.88	1
9	5.5	104873.11	431.3956	17.5934	16.94	1
9	6	100866.42	462.9207	16.6561	17.00	1
9	6.5	96857.06	486.9140	15.9145	17.06	1
9	7	92862.11	502.7409	15.3356	17.13	1
9	7.5	88897.86	509.9895	14.8977	17.20	1
9	8	84979.65	508.4565	14.5876	17.27	1
9	8.5	81121.76	498.1285	14.3997	17.34	1
9	9	77337.29	479.1623	14.3353	17.41	1
10	5	98627.87	419.1175	17.3096	17.03	1
10	5.5	94732.48	462.7475	16.1448	17.10	1
10	6	90830.20	500.2320	15.2049	17.16	1
10	6.5	86938.00	530.7029	14.4422	17.23	1
10	7	83072.15	553.5256	13.8234	17.30	1
10	7.5	79248.08	568.2883	13.3249	17.37	1
10	8	75480.21	574.7875	12.9306	17.45	1
10	8.5	71781.87	573.0099	12.6293	17.53	1
10	9	68165.19	563.1124	12.4148	17.61	1
10	9.5	64641.05	545.3992	12.2843	17.69	1
10	10	61219.00	520.2983	12.2397	17.77	1
11	5	89423.37	437.0036	16.1413	17.19	1
11	5.5	85640.78	484.3896	15.0037	17.25	1
11	6	81863.02	525.9879	14.0770	17.32	1
11	6.5	78106.28	560.9303	13.3151	17.40	1
11	7	74386.00	588.5821	12.6852	17.47	1
11	7.5	70716.70	608.5317	12.1639	17.55	1
11	8	67111.90	620.5755	11.7343	17.63	1
11	8.5	63583.97	624.7002	11.3839	17.71	1
11	9	60144.09	621.0627	11.1041	17.80	1
11	9.5	56802.18	609.9672	10.8889	17.88	1
11	10	53566.85	591.8418	10.7349	17.97	1
11	10.5	50445.37	567.2145	10.6412	18.06	1
11	11	47443.72	536.6894	10.6092	18.15	1
12	5	81258.96	448.9012	15.1815	17.34	1
12	5.5	77603.69	498.7857	14.0747	17.41	1
12	6	73963.27	543.1203	13.1678	17.48	1
12	6.5	70353.07	581.0370	12.4164	17.56	1
12	7	66787.67	611.9011	11.7886	17.64	1
12	7.5	63280.72	635.3009	11.2616	17.72	1
12	8	59844.83	651.0327	10.8185	17.80	1
12	8.5	56491.46	659.0835	10.4466	17.89	1
12	9	53230.87	659.6100	10.1366	17.98	1
12	9.5	50072.04	652.9164	9.8815	18.07	1
12	10	47022.69	639.4309	9.6763	18.16	1
12	10.5	44089.22	619.6814	9.5178	18.26	1
12	11	41276.77	594.2721	9.4040	18.36	1
12	11.5	38589.21	563.8598	9.3347	18.45	1
12	12	36029.20	529.1327	9.3111	18.55	1

Cuadro N° 8.2 (Continuación)

POTENCIA = 25 kW

NUM. PALAS = 2

V. MEDIA = 6.5 m/s

V.N. (m/s)	R.V.N.	VEL.DIS. = 9		VEL.DIS. = 10		VEL.DIS. = 11		VEL.DIS. = 12	
		REV. (rpm)	F.MT.	REV. (rpm)	F.MT.	REV. (rpm)	F.MT.	REV. (rpm)	F.MT.
3	3	15.3	98.30	16.6	90.63	17.7	84.51	18.9	79.48
3	4	20.3	73.72	22.1	67.97	23.7	63.38	25.2	59.61
3	5	25.4	58.98	27.6	54.38	29.6	50.71	31.5	47.69
3	6	30.5	49.15	33.1	45.31	35.5	42.25	37.7	39.74
3	7	35.6	42.13	38.6	38.84	41.4	36.22	44.0	34.06
6	3	20.6	72.67	22.6	66.34	24.4	61.42	26.1	57.45
6	4	27.5	54.50	30.1	49.75	32.6	46.06	34.8	43.09
6	5	34.4	43.60	37.7	39.80	40.7	36.85	43.5	34.47
6	6	41.3	36.34	45.2	33.17	48.8	30.71	52.2	28.73
6	7	48.2	31.14	52.8	28.43	57.0	26.32	60.9	24.62
7	3	26.2	57.35	29.0	51.70	31.6	47.44	34.0	44.09
7	4	34.9	43.01	38.7	38.77	42.2	35.58	45.4	33.06
7	5	43.6	34.41	48.4	31.02	52.7	28.46	56.7	26.45
7	6	52.3	28.68	58.0	25.85	63.2	23.72	68.0	22.04
7	7	61.0	24.58	67.7	22.16	73.8	20.33	79.4	18.89
8	3	31.4	47.73	35.5	42.31	39.1	38.40	42.4	35.40
8	4	41.9	35.80	47.3	31.73	52.1	28.80	56.5	26.55
8	5	52.4	28.64	59.1	25.39	65.1	23.04	70.6	21.24
8	6	62.8	23.87	70.9	21.16	78.1	19.20	84.7	17.70
8	7	73.3	20.46	82.7	18.13	91.2	16.46	98.9	15.17
9	3	36.0	41.70	41.5	36.11	46.4	32.30	50.9	29.48
9	4	48.0	31.27	55.4	27.08	61.9	24.22	67.8	22.11
9	5	60.0	25.02	69.2	21.67	77.4	19.38	84.8	17.69
9	6	71.9	20.85	83.1	18.06	92.9	16.15	101.8	14.74
9	7	83.9	17.87	96.9	15.48	108.4	13.84	118.7	12.64
10	3	0	0	46.8	32.04	53.4	28.10	59.2	25.33
10	4	0	0	62.4	24.03	71.2	21.08	79.0	19.00
10	5	0	0	78.0	19.22	89.0	16.86	98.7	15.20
10	6	0	0	93.6	16.02	106.8	14.05	118.4	12.67
10	7	0	0	109.2	13.73	124.5	12.04	138.2	10.86
11	3	0	0	0	0	59.4	25.25	67.0	22.38
11	4	0	0	0	0	79.2	18.94	89.4	16.78
11	5	0	0	0	0	99.0	15.15	111.7	13.43
11	6	0	0	0	0	118.8	12.62	134.0	11.19
11	7	0	0	0	0	138.6	10.82	156.4	9.59
12	3	0	0	0	0	0	0	73.8	20.31
12	4	0	0	0	0	0	0	98.5	15.23
12	5	0	0	0	0	0	0	123.1	12.19
12	6	0	0	0	0	0	0	147.7	10.16
12	7	0	0	0	0	0	0	172.3	8.71

NOTA:

V.N.: Velocidad Nominal

R.V.N.: Relación de Velocidad Nominal

F.MT.: Factor de Multiplicación

Cuadro N° 8.3

POTENCIA = 25 kW

NUM. PALAS 2

V. MEDIA = 10 m/s

VEL.DIS. (m/s)	VEL.NOM. (m/s)	ENERGIA (kWh)	DEN.ENERG. (kWh/m ²)	DIAMETRO (m)	VEL.LIM. (m/s)	ENERG.PER. (%)
9	5	156183.18	564.1432	18.7749	22	3.04
9	5.5	153819.17	632.7352	17.5934	22	3.08
9	6	151392.08	694.8053	16.6561	22	3.13
9	6.5	148907.08	748.5767	15.9145	22	3.18
9	7	146369.46	792.4212	15.3356	22	3.23
9	7.5	143784.58	824.8638	14.8977	22	3.29
9	8	141157.86	844.5861	14.5876	22	3.35
9	8.5	138494.74	850.4275	14.3997	22	3.41
9	9	135800.66	841.3866	14.3353	22	3.48
10	5	148195.74	629.7554	17.3096	22	3.20
10	5.5	145784.61	712.1260	16.1448	22	3.25
10	6	143315.67	789.2869	15.2049	22	3.30
10	6.5	140794.12	859.4613	14.4422	22	3.36
10	7	138225.24	921.0211	13.8234	22	3.42
10	7.5	135614.38	972.4913	13.3249	22	3.48
10	8	132966.95	1012.5533	12.9306	22	3.55
10	8.5	130288.32	1040.0468	12.6293	22	3.62
10	9	127583.89	1053.9701	12.4148	22	3.69
10	9.5	124859.00	1053.4792	12.2843	22	3.77
10	10	122118.93	1037.8849	12.2397	22	3.85
11	5	140250.02	685.3887	16.1413	22	3.37
11	5.5	137806.51	779.4423	15.0037	22	3.43
11	6	135310.36	869.3988	14.0770	22	3.49
11	6.5	132766.77	953.4815	13.3151	22	3.55
11	7	130181.01	1030.0623	12.6852	22	3.62
11	7.5	127558.40	1097.6662	12.1639	22	3.69
11	8	124904.27	1154.9745	11.7343	22	3.77
11	8.5	122223.97	1200.8269	11.3839	22	3.85
11	9	119522.81	1234.2219	11.1041	22	3.93
11	9.5	116806.03	1254.3152	10.8889	22	4.02
11	10	114078.82	1260.4179	10.7349	22	4.11
11	10.5	111346.27	1251.9924	10.6412	22	4.21
11	11	108613.33	1228.6477	10.6092	22	4.31
12	5	132452.33	731.7103	15.1815	22	3.56
12	5.5	129990.13	835.4914	14.0747	22	3.63
12	6	127480.32	936.1018	13.1678	22	3.70
12	6.5	124928.06	1031.7649	12.4164	22	3.77
12	7	122338.60	1120.8525	11.7886	22	3.85
12	7.5	119717.19	1201.8895	11.2616	22	3.93
12	8	117069.13	1273.5574	10.8185	22	4.01
12	8.5	114399.65	1334.6959	10.4466	22	4.10
12	9	111713.99	1384.3034	10.1366	22	4.20
12	9.5	109017.30	1421.5356	9.8815	22	4.30
12	10	106314.65	1445.7037	9.6763	22	4.40
12	10.5	103610.99	1456.2699	9.5178	22	4.51
12	11	100911.17	1452.8435	9.4040	22	4.62
12	11.5	98219.85	1435.1738	9.3347	22	4.74
12	12	95541.57	1403.1442	9.3111	22	4.87

Cuadro N° 8.3 (Continuación)

POTENCIA = 25 kW

NUM. PALAS = Z

V. MEDIA = 10 m/s

[illegible]

Cuadro Nº 8.4

POTENCIA = 25 kW

NUM. PALAS = 3

V. MEDIA = 6.5 m/s

VEL.DIS. (m/s)	VEL.NOM. (m/s)	ENERGIA (kWh)	DEN.ENERG. (kWh/m ²)	DIAMETRO (m)	VEL.LIM. (m/s)	ENERG.PER. (%)
9	5	103070.64	454.4167	16.9940	16.96	1
9	5.5	100743.86	482.0084	16.3131	17.00	1
9	6	98259.68	503.8003	15.7584	17.04	1
9	6.5	95640.18	519.4914	15.3104	17.08	1
9	7	92906.66	528.8894	14.9553	17.13	1
9	7.5	90079.59	531.9076	14.6842	17.18	1
9	8	87178.62	528.5593	14.4915	17.23	1
9	8.5	84222.50	518.9510	14.3749	17.28	1
9	9	81228.99	503.2743	14.3353	17.34	1
10	5	90715.71	498.4257	15.2228	17.16	1
10	5.5	88595.95	531.0420	14.5746	17.20	1
10	6	86327.85	557.9718	14.0334	17.24	1
10	6.5	83932.51	578.9141	13.5867	17.29	1
10	7	81430.30	593.6768	13.2152	17.33	1
10	7.5	78840.79	602.1730	12.9113	17.38	1
10	8	76182.75	604.4161	12.6682	17.44	1
10	8.5	73474.07	600.5126	12.4813	17.49	1
10	9	70731.69	590.6541	12.3480	17.55	1
10	9.5	67971.59	575.1078	12.2671	17.61	1
10	10	65208.67	554.2064	12.2397	17.67	1
11	5	79584.91	531.5908	13.8064	17.37	1
11	5.5	77663.55	567.9541	13.1949	17.41	1
11	6	75603.34	598.7092	12.6799	17.45	1
11	6.5	73424.26	623.5550	12.2444	17.49	1
11	7	71145.61	642.2995	11.8757	17.54	1
11	7.5	68785.95	654.8557	11.5646	17.59	1
11	8	66363.07	661.2371	11.3042	17.65	1
11	8.5	63893.92	661.5502	11.0893	17.70	1
11	9	61394.52	655.9865	10.9162	17.77	1
11	9.5	58879.96	644.8133	10.7825	17.83	1
11	10	56364.30	628.3632	10.6869	17.89	1
11	10.5	53860.57	607.0236	10.6289	17.96	1
11	11	51380.71	581.2251	10.6092	18.03	1
12	5	69749.29	555.5047	12.6439	17.57	1
12	5.5	68013.47	594.5457	12.0687	17.61	1
12	6	66148.37	628.0306	11.5804	17.65	1
12	6.5	64172.78	655.6583	11.1633	17.70	1
12	7	62104.87	677.2367	10.8056	17.75	1
12	7.5	59962.11	692.6789	10.4985	17.80	1
12	8	57761.27	701.9983	10.2354	17.86	1
12	8.5	55518.28	705.3014	10.0112	17.92	1
12	9	53248.23	702.7799	9.8219	17.98	1
12	9.5	50965.29	694.7008	9.6648	18.04	1
12	10	48682.65	681.3970	9.5377	18.11	1
12	10.5	46412.50	663.2556	9.4391	18.18	1
12	11	44166.01	640.7075	9.3685	18.26	1
12	11.5	41953.26	614.2160	9.3256	18.33	1
12	12	39783.30	584.2662	9.3111	18.41	1

Cuadro N° 8.4 (Continuación)

Cuadro N° 8.5

POTENCIA = 25 kW

NUM. PALAS = 3

V. MEDIA = 10 m/s

VEL.DIS. (m/s)	VEL.NOM. (m/s)	ENERGIA (kWh)	DEN.ENERG. (kWh/m ²)	DIAMETRO (m)	VEL.LIN. (m/s)	ENERG.PER. (%)
9	5	152244.70	671.2147	16.9940	22	3.11
9	5.5	150882.54	721.8966	16.3131	22	3.14
9	6	149401.75	766.0177	15.7584	22	3.17
9	6.5	147810.08	802.8641	15.3104	22	3.20
9	7	146114.96	831.7882	14.9553	22	3.24
9	7.5	144323.57	852.2109	14.6842	22	3.28
9	8	142442.88	863.6235	14.4915	22	3.32
9	8.5	140479.69	865.3891	14.3749	22	3.37
9	9	138440.64	857.7432	14.3353	22	3.41
10	5	142477.49	782.8241	15.2228	22	3.32
10	5.5	141182.78	846.2461	14.5746	22	3.35
10	6	139770.68	903.3943	14.0354	22	3.38
10	6.5	138248.96	953.5551	13.5867	22	3.42
10	7	136625.08	996.0807	13.2152	22	3.46
10	7.5	134906.26	1030.3919	12.9113	22	3.50
10	8	133099.50	1055.9803	12.6682	22	3.55
10	8.5	131211.61	1072.4087	12.4813	22	3.59
10	9	129249.28	1079.3127	12.3480	22	3.63
10	9.5	127219.00	1076.4003	12.2671	22	3.70
10	10	125127.14	1063.4516	12.2397	22	3.76
11	5	132664.47	886.1380	13.8064	22	3.56
11	5.5	131441.20	961.2304	13.1949	22	3.59
11	6	130102.50	1030.2925	12.6799	22	3.62
11	6.5	128656.04	1092.6105	12.2444	22	3.66
11	7	127109.25	1147.5368	11.8757	22	3.71
11	7.5	125469.29	1194.4923	11.5646	22	3.75
11	8	123743.15	1232.9683	11.3042	22	3.80
11	8.5	121937.61	1262.3278	11.0893	22	3.86
11	9	120059.29	1282.8063	10.9162	22	3.92
11	9.5	118114.69	1293.5119	10.7825	22	3.98
11	10	116110.13	1294.4246	10.6869	22	4.04
11	10.5	114051.78	1285.3952	10.6289	22	4.11
11	11	111945.71	1266.3440	10.6092	22	4.19
12	5	122971.85	979.3854	12.6439	22	3.83
12	5.5	121821.97	1064.9175	12.0687	22	3.86
12	6	120559.21	1144.6219	11.5804	22	3.90
12	6.5	119191.12	1217.7849	11.1633	22	3.94
12	7	117724.99	1283.7590	10.8056	22	3.99
12	7.5	116167.90	1341.9649	10.4985	22	4.04
12	8	114526.72	1391.8939	10.2354	22	4.10
12	8.5	112808.18	1433.1093	10.0112	22	4.16
12	9	111018.81	1465.2464	9.8219	22	4.22
12	9.5	109165.01	1488.0132	9.6648	22	4.29
12	10	107253.03	1501.1898	9.5377	22	4.36
12	10.5	105288.98	1504.6270	9.4391	22	4.44
12	11	103278.80	1498.2451	9.3685	22	4.52
12	11.5	101228.32	1482.0315	9.3256	22	4.61
12	12	99143.17	1456.0380	9.3111	22	4.70

Cuadro N° 8.6

POTENCIA = 25 KW

NÚM. PALAS = 4

V. MEDIA = 6.5 M/S

VEL. DIS. (M/S)	VEL. NÚM. (M/S)	ENERGIA (KWH)	DEN. ENERG. (KWH/M ²)	DIAMETRO (M)	VEL. LIN. (M/S)	ENERG. PER. (%)
9	5	101238.89	481.8386	16.3560	16.99	1
9	5.5	99420.26	505.0343	15.8318	17.02	1
9	6	97486.16	522.9071	15.4068	17.05	1
9	6.5	95444.52	535.4231	15.0654	17.08	1
9	7	93303.95	542.8015	14.7967	17.12	1
9	7.5	91073.89	544.5136	14.5931	17.16	1
9	8	88763.42	541.2802	14.4498	17.20	1
9	8.5	86383.22	533.0692	14.3641	17.24	1
9	9	83943.37	520.0920	14.3353	17.29	1
10	5	88346.87	533.8123	14.5163	17.21	1
10	5.5	86676.76	561.8494	14.0151	17.24	1
10	6	84904.80	584.4985	13.5997	17.27	1
10	6.5	83038.32	601.7261	13.2554	17.30	1
10	7	81085.32	613.5513	12.9718	17.34	1
10	7.5	79054.29	620.0454	12.7411	17.38	1
10	8	76954.14	621.3292	12.5377	17.42	1
10	8.5	74794.08	617.5707	12.4178	17.46	1
10	9	72583.51	608.9811	12.3189	17.51	1
10	9.5	70331.95	595.8110	12.2596	17.56	1
10	10	68048.90	578.3454	12.2397	17.61	1
11	5	76816.53	573.7018	13.0569	17.42	1
11	5.5	75287.93	605.4817	12.5823	17.45	1
11	6	73669.63	631.8291	12.1843	17.49	1
11	6.5	71968.45	652.7102	11.8486	17.52	1
11	7	70191.75	668.1443	11.5654	17.56	1
11	7.5	68347.37	678.2025	11.3275	17.60	1
11	8	66443.47	683.0058	11.1293	17.65	1
11	8.5	64488.49	682.7219	10.9886	17.69	1
11	9	62491.00	677.5623	10.8365	17.74	1
11	9.5	60439.67	667.7775	10.7367	17.79	1
11	10	58403.13	653.6524	10.6659	17.84	1
11	10.5	56329.89	635.3015	10.6235	17.90	1
11	11	54248.27	613.6633	10.6092	17.95	1
12	5	66706.78	602.9039	11.8690	17.84	1
12	5.5	65311.07	637.4405	11.4216	17.67	1
12	6	63836.41	666.5148	11.0429	17.71	1
12	6.5	62289.12	690.0931	10.7203	17.74	1
12	7	60676.01	708.1946	10.4445	17.78	1
12	7.5	59004.27	720.8904	10.2085	17.83	1
12	8	57281.38	728.3016	10.0070	17.87	1
12	8.5	55515.06	730.5959	9.8361	17.92	1
12	9	53713.13	727.9847	9.6925	17.97	1
12	9.5	51883.48	720.7185	9.5738	18.02	1
12	10	50033.93	709.0823	9.4785	18.07	1
12	10.5	48172.20	693.3906	9.4051	18.13	1
12	11	46305.82	673.9818	9.3529	18.19	1
12	11.5	44442.04	651.2129	9.3216	18.25	1
12	12	42587.82	625.4540	9.3111	18.31	1

Cuadro N° 8.6 (Continuación)

NUM. PALAS = 4

V. MEDIA = 0,5 m/s

[illegible]

Quadro Nº 8.7

POTENCIA = 25 kW NUM. PALAS = 4 V. MEDIA = 10 m/s

VEL. DIS. (m/s)	VEL. RON. (m/s)	ENERGIA (kWh)	DEN. ENERG. (kWh/m ²)	DIAMETRO (m)	VEL. LIN. (m/s)	ENERG. PER. (%)
9	5	150977.22	718.5843	16.3560	22	3.14
9	5.5	149907.27	761.4979	15.8318	22	3.16
9	6	148734.84	797.9077	15.4068	22	3.18
9	6.5	147521.10	827.5814	15.0634	22	3.21
9	7	146207.50	850.2578	14.7967	22	3.24
9	7.5	144813.78	865.8281	14.5931	22	3.27
9	8	143347.97	874.1373	14.4498	22	3.30
9	8.5	141808.34	875.0843	14.3641	22	3.34
9	9	140193.42	868.6031	14.3353	22	3.37
10	5	140745.35	850.4166	14.5163	22	3.36
10	5.5	139712.46	905.6333	14.0151	22	3.38
10	6	138602.48	934.1622	13.5997	22	3.41
10	6.5	137416.59	995.7709	13.2554	22	3.44
10	7	136156.21	1030.2583	12.9716	22	3.47
10	7.5	134823.03	1057.4556	12.7411	22	3.50
10	8	133419.00	1077.2276	12.5377	22	3.54
10	8.5	131946.30	1089.4735	12.4178	22	3.58
10	9	130407.32	1094.1272	12.3189	22	3.62
10	9.5	128804.67	1091.1575	12.2596	22	3.66
10	10	127141.14	1080.5684	12.2397	22	3.71
11	5	130510.62	974.7144	13.0569	22	3.61
11	5.5	129516.06	1041.5939	12.5825	22	3.64
11	6	128449.59	1101.6506	12.1843	22	3.67
11	6.5	127312.35	1134.6460	11.8486	22	3.70
11	7	126105.75	1200.3809	11.5654	22	3.73
11	7.5	124831.41	1238.6867	11.3275	22	3.77
11	8	123491.22	1269.4282	11.1293	22	3.81
11	8.5	122087.26	1292.5044	10.9666	22	3.85
11	9	120621.84	1307.8493	10.8365	22	3.90
11	9.5	119097.43	1315.4318	10.7387	22	3.95
11	10	117516.68	1315.2559	10.6659	22	4.00
11	10.5	115882.40	1307.3599	10.6235	22	4.05
11	11	114197.52	1291.8168	10.6092	22	4.11
12	5	120446.89	1088.6136	11.8690	22	3.90
12	5.5	119491.79	1166.2481	11.4216	22	3.93
12	6	118469.70	1238.9399	11.0429	22	3.97
12	6.5	117381.72	1300.4567	10.7203	22	4.00
12	7	116229.24	1358.5973	10.4445	22	4.04
12	7.5	115013.84	1405.1929	10.2083	22	4.08
12	8	113737.34	1448.1083	10.0070	22	4.12
12	8.5	112401.73	1479.2428	9.8361	22	4.17
12	9	111009.23	1504.5301	9.6925	22	4.22
12	9.5	109582.19	1521.9392	9.5738	22	4.27
12	10	108063.14	1531.4740	9.4785	22	4.33
12	10.5	106514.74	1533.1730	9.4051	22	4.39
12	11	104919.79	1527.1090	9.3529	22	4.46
12	11.5	103281.19	1513.3879	9.3216	22	4.52
12	12	101601.93	1492.1479	9.3111	22	4.59

Quadro Nº 8.8

ESPECIFICACIONES DE DISEÑO PARA MAXIMA DENSIDAD DE ENERGIA

\bar{V} (m/seg)	N_p	V_d (m/seg)	V_n (m/seg)	V_L (m/seg)	D (m)	k (n = 7)	E (kwh)	Dens. E (kwh/m ²)
6.5	2	12	8.75	17.94	10.25	13.5	5.45×10^4	660
	3	12	8.5	17.92	10.01	13.25	5.55×10^4	705
	4	12	8.5	17.92	9.84	13	5.55×10^4	730
10	2	12	10.5	22	9.52	10	10.40×10^4	1456
	3	12	10.5	22	9.44	10	10.53×10^4	1505
	4	12	10.5	22	9.41	10	10.65×10^4	1533

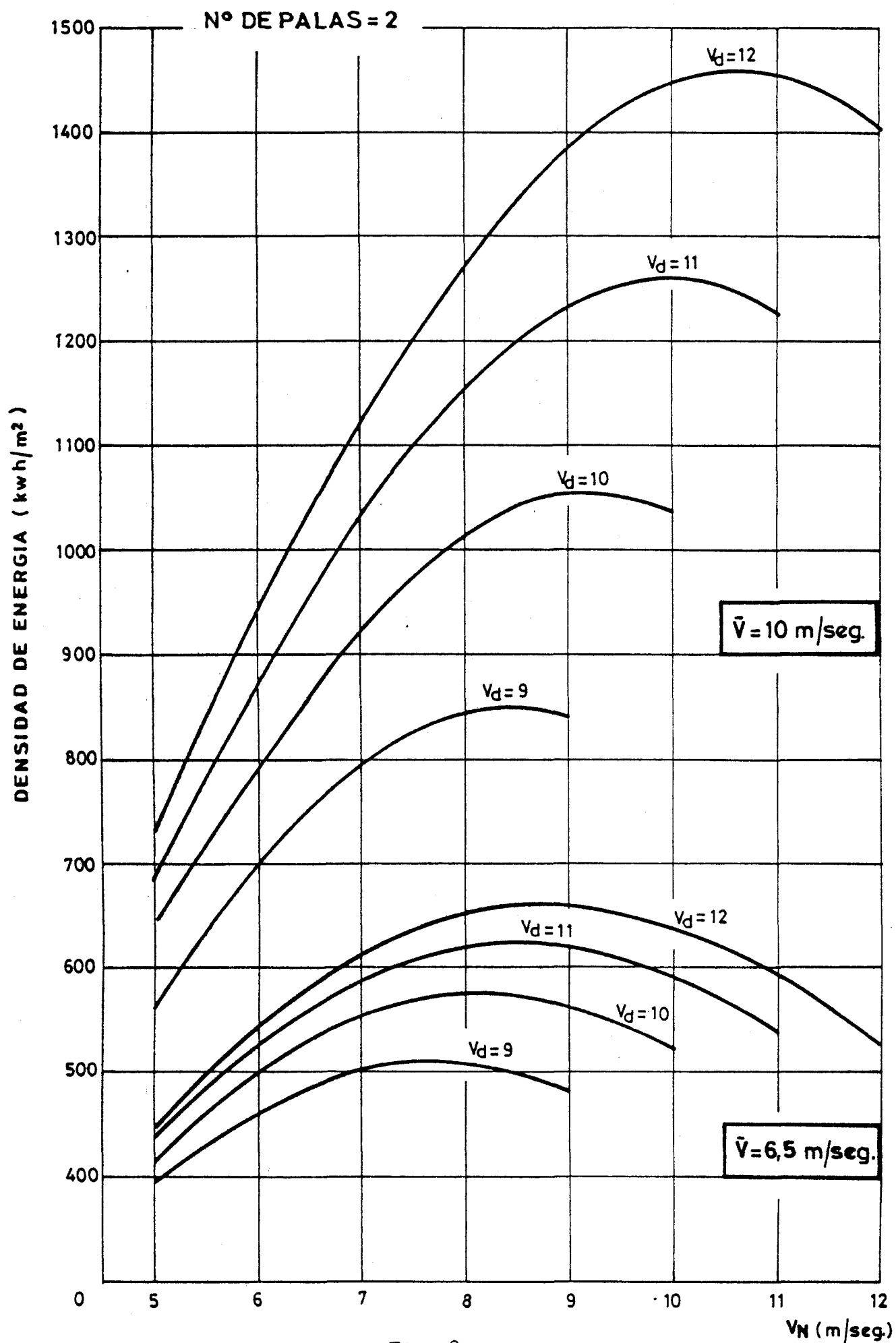


Fig. 8.1

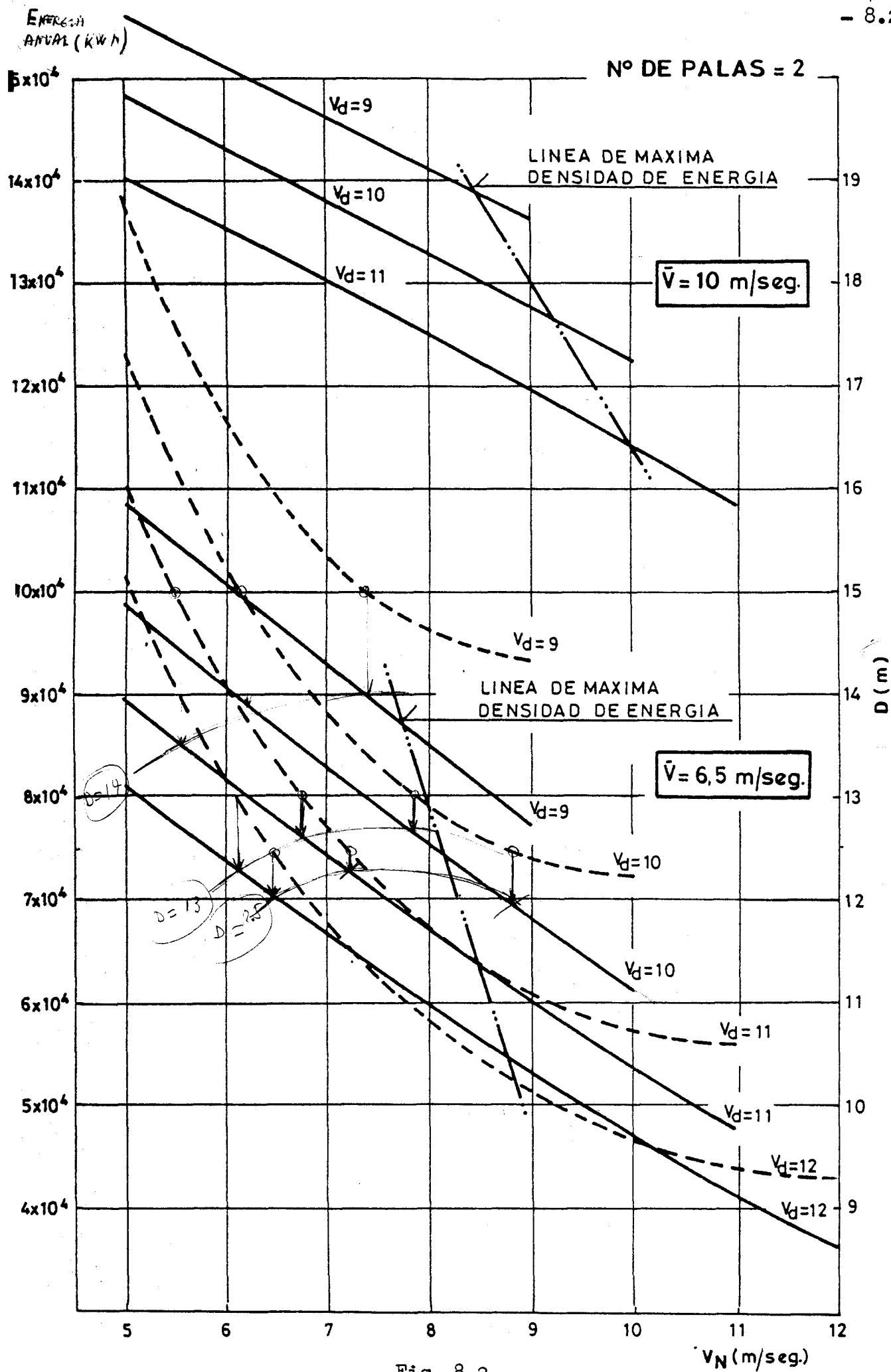


Fig. 8.2

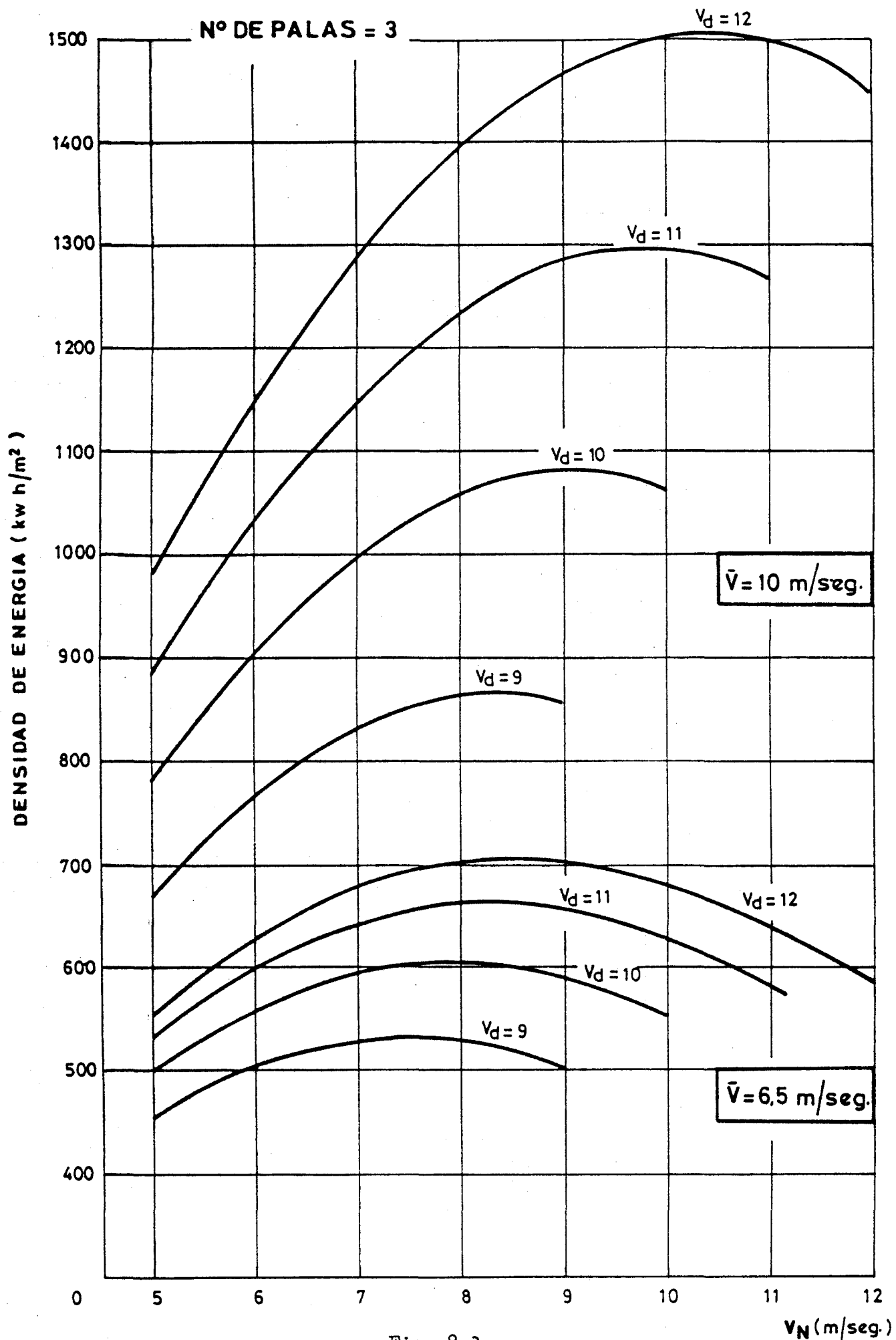


Fig. 8.3~

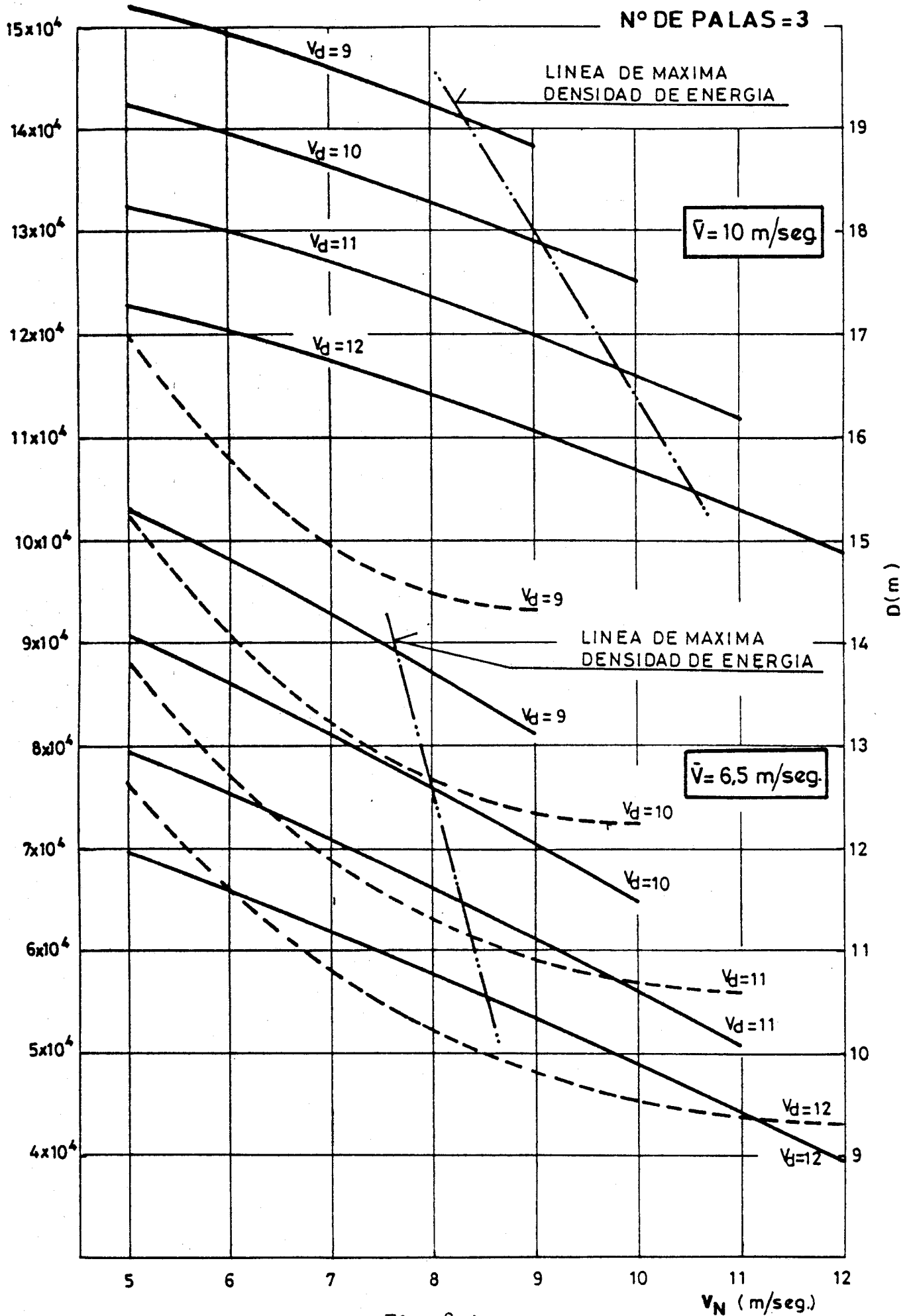


Fig. 8.4

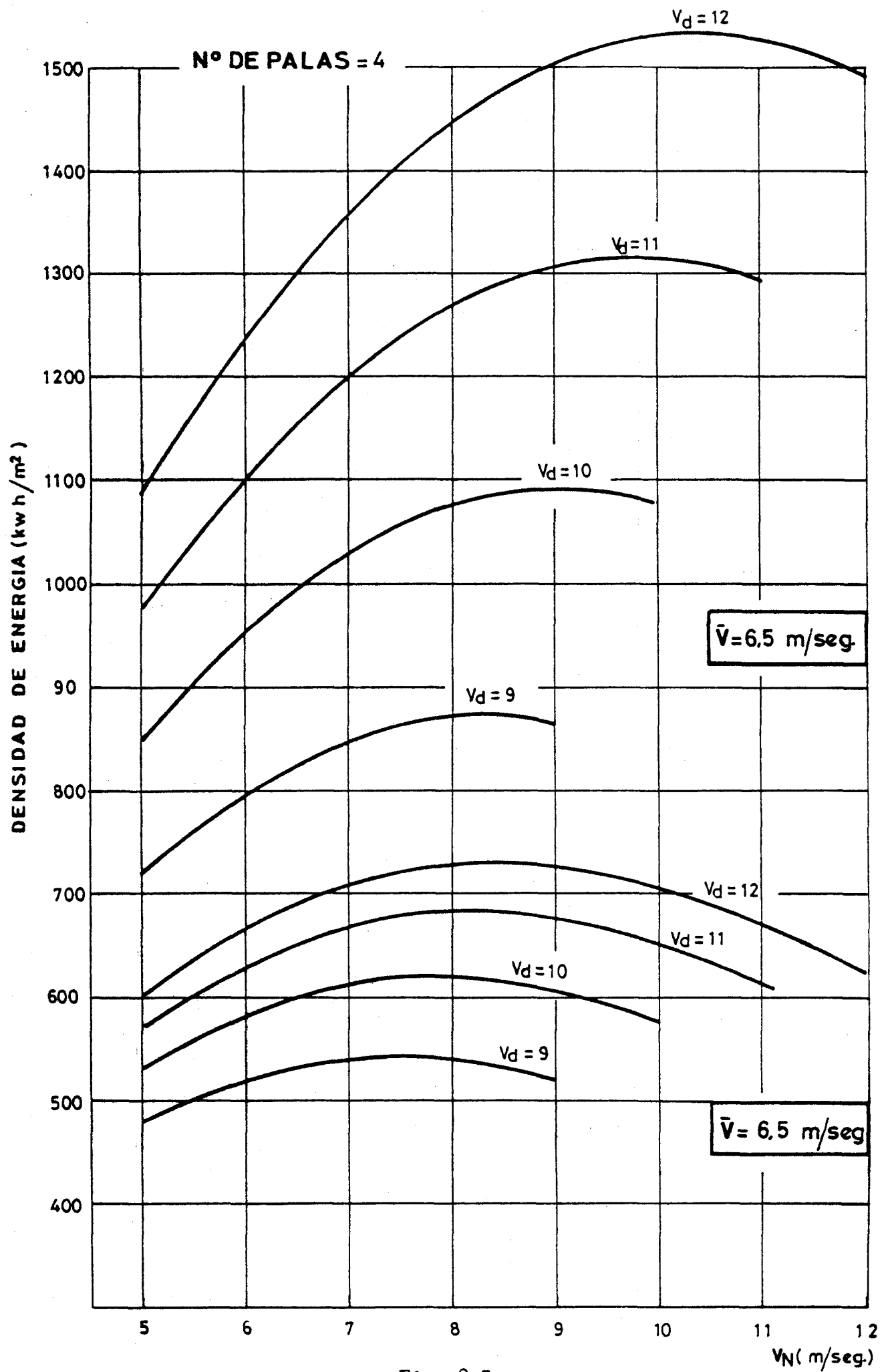


Fig. 8.5

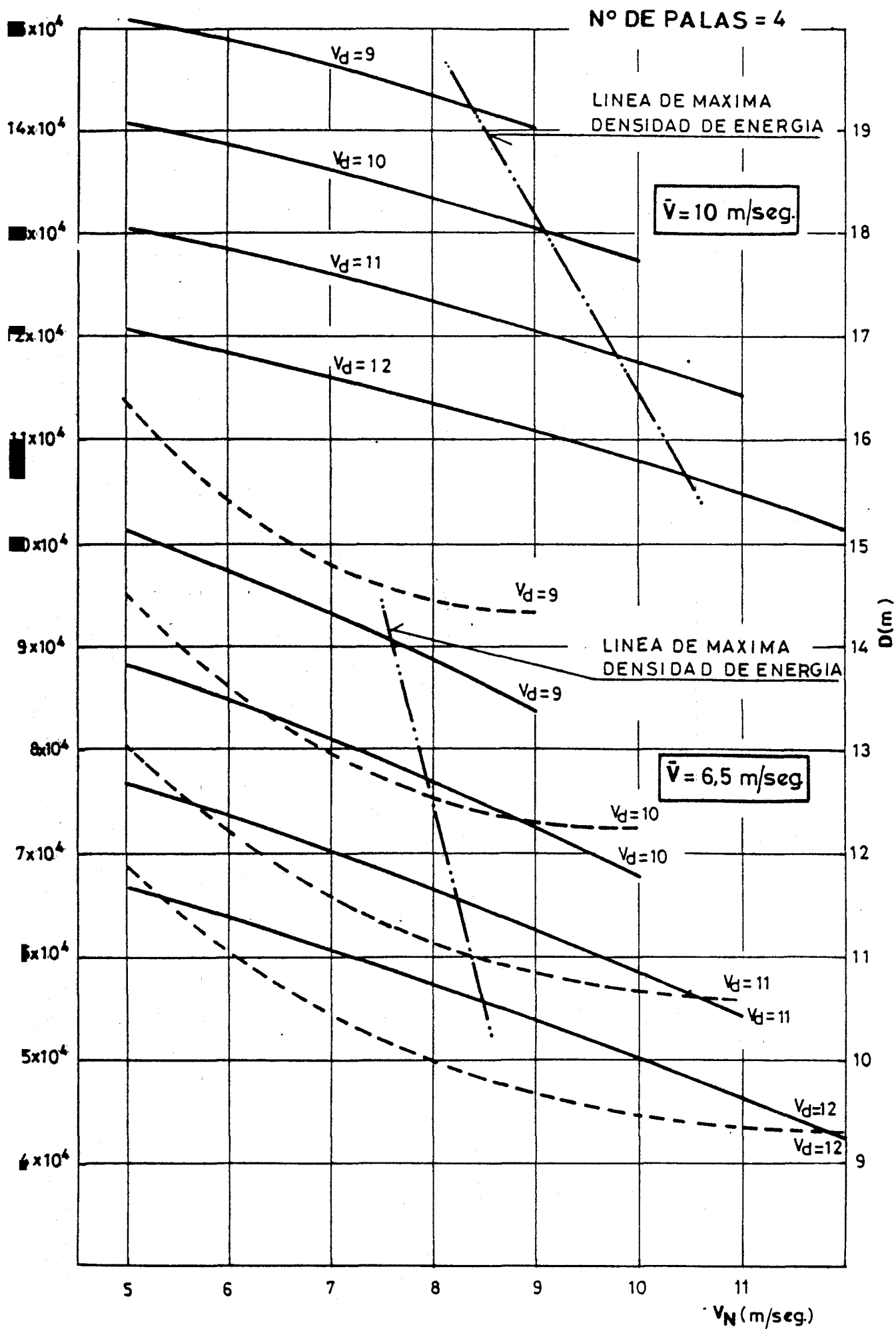


Fig. 8.6

9.- COMBINACION DE LA ENERGIA EOLICA CON OTRAS FUENTES DE ENERGIA EN LAS ZONAS DE ACTUACION

9.1.- INTRODUCCION

Es bien conocido el hecho de que las denominadas nuevas formas de energías: solar, eólica y biomasas, pueden combinarse para la producción de energía mecánica o eléctrica, reduciendo o eliminando la necesidad de acumular energía. También es conocido que los costes de la energía eléctrica generada por la energía solar, bien mediante sistemas heliotérmicos o mediante células fotovoltaicas son muy elevados en el momento actual; aunque esta última tecnología es muy prometedora por su sencillez, facilidad de mantenimiento y naturaleza modular.

Las biomasas en general y de ellas el biogas, es una fuente de energía económica y fácilmente almacenable, pero de recursos limitados, por lo que se combina muy bien con la energía eólica, que presenta precisamente las dos características opuestas o más bien complementarias: fuente energética ilimitada pero difícilmente almacenable. No obstante, en las cuatro zonas de actuación consideradas no parecen factibles programas de esta naturaleza que exigen la producción de biomasas en grandes cantidades.

Un estudio que, en principio, se presenta atractivo es el de la posibilidad de combinar la energía eólica con la fotovoltaica en la zona del Pozo Negro en Fuerteventura, ya que en sitios autónomos en energía, esta combinación es potencialmente muy atractiva, aunque como se pondrá de manifiesto, la energía eléctrica de origen fotovoltaico es todavía en extremo costosa.

9.2.- DIMENSIONADO Y COSTE DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN LA ZONA DE POZO NEGRO

Se fijará la potencia en 15 kW eléctricos, potencia que proporcionará la planta a las 12 horas en días equinocciales (21 de marzo y 22 de septiembre) de radiación solar media sobre paneles solares orientados al Sur e inclinados un ángulo igual a la latitud de la zona de Pozo Negro ($28^{\circ} 20'$).

No se conocen datos de radiación solar en la isla de Fuerteventura pero sí en la isla de Gran Canaria que no deben diferir sustancialmente.

El Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial con la colaboración del Instituto Meteorológico Nacional han publicado los valores horarios de la radiación solar en Las Palmas, insertándose copias de los cuatro cuadros pertinentes para este trabajo en el Anexo 9.1.

Tomando la media de los valores de la radiación solar de las 11 a las 12 horas de los días 70 al 90^{\pm} (veanse dichos cuadros) resulta:

Radiación media sobre un plano horizontal:

$$I_m = 271.0 \text{ julios/cm}^2 \text{ hora}$$

La cual, sobre un plano inclinado $28^{\circ} 20'$ sería:

$$I = 307.9 \text{ julios/cm}^2 \text{ hora}$$

Resultando como potencia radiante solar por m^2 :

$$P = 855,3 \text{ W/m}^2$$

Fueron consultadas las Casas AEG - TELEFUNKEN y PHILIPS IBERICA, que comercializan en España paneles fotovoltaicos, incluyéndose

\pm Los datos de Verano y Otoño en dichas tablas están en revisión, por lo que se han utilizado solamente los días equinocciales de Primavera.

en el Anexo 9.1 los datos que proporcionaron pertinentes para este trabajo.

La potencia eléctrica que genera un panel fotovoltaico depende en gran manera de la radiación solar y también de la temperatura que alcancen las células fotovoltaicas. Según los datos del citado anexo, para la citada radiación de $855,3 \text{ W/m}^2$, en condiciones óptimas se obtendría unos 80 W/m^2 , lo que corresponde a un rendimiento de 0,0919.

Así pues, para una potencia de 15 kW, se necesitaría una superficie de paneles igual a:

$$S = 187,5 \text{ m}^2$$

El coste del m^2 de panel es en el momento actual de 203.000 pts/ m^2 , resultando para el coste del sistema de paneles:

$$C_p = 38.062,500 \text{ pts}$$

A este coste hay que añadirle el del equipo eléctrico necesario para transformar la corriente eléctrica continua en corriente alterna a 380 V. Aproximadamente, se estima que estos costes estarán comprendidos entre 1.500.000 pts y 2.000.000 pts, tomándose aproximadamente, como valor total de la instalación de paneles fotovoltaicos:

$$C_I = 40.000.000 \text{ pts}$$

9.3.- ENERGIA ANUAL PRODUCIDA Y COSTE DE LA MISMA

9.3.1.- Energía producida

La energía anual total incidente sobre un plano inclinado hacia el Sur, se obtiene mediante la expresión:

$$I_T = I_d R_d + I_{dif} \frac{1 + \cos \varphi}{2} + (I_d + I_{dif}) \frac{(1 - \cos \varphi) \epsilon}{2}$$

en la que R_d , viene dado por:

$$R_d = \frac{\cos(\phi - \varphi) \cos \delta \cos \omega + \sin(\phi - \varphi) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta}$$

y:

$$\delta = 23.45 \sin(360(284 + n)/365)$$

siendo:

ϕ = Latitud del lugar = $28^\circ 20'$

φ = inclinación del plano (= en este caso)

I_T = radiación total recibida por el plano inclinado

R_d = coeficiente de corrección, función del ángulo de incidencia

I_d = radiación directa.

I_{dif} = radiación difusa.

ϵ = coeficiente de reflexión del suelo (se tomará igual a 0,2)

δ = declinación.

ω = ángulo horario (cada hora 15° , positivo por la mañana, negativo por la tarde)

n = n° del día del año (1 a 365)

y teniendo en cuenta que:

$$\text{hora solar} = \text{hora oficial} + E + 4(L_{st} - L_{loc})$$

siendo:

L_{st} = longitud del meridiano "standard"

L_{loc} = Longitud, igual a $10^\circ 15'$ Oeste

E = función del tiempo (se incluyen en el Anexo 9)

Para llevar a cabo este cálculo habría que utilizar las ta-

blas INTA - Instituto Nacional de Meteorología, y utilizando un programa de cálculo, ya que hay que aplicar las fórmulas anteriores hora a hora.

En este caso, teniendo en cuenta la baja latitud del lugar, y despreciando el efecto, siempre pequeño e incierto de la reflexión del suelo, se obtiene una aproximación suficiente sumando la variación total sobre un plano horizontal y dividiéndola por el coseno de la latitud. Esta aproximación se considera suficiente, pues para el cálculo posterior de la energía eléctrica anual recibida habrá que estimar el valor medio del rendimiento de las células, en el que pueda cometerse un error de mayor orden que el admitido para calcular la radiación solar.

Las tablas de radiación solar media mensual publicadas por el Centro de Estudios de la Energía^{*} (vease Anexo 9.1), proporcionan para todo el año el valor medio de radiación:

$$E = 1366 \text{ julios/cm}^2 \text{ día, o bien:}$$

$$E_{\text{anual}} = 498.602 \text{ julios/cm}^2 = 1384 \text{ kW h/m}^2$$

Sobre un panel inclinado $28^\circ 20'$, resulta:

$$E_T = 1573 \text{ kW h/m}^2$$

Para calcular los kW h producidos por la planta fotovoltaica hay que tener en cuenta que el rendimiento de conversión depende de la radiación recibida, bajando rápidamente cuando ésta disminuye. Se tomará un valor aproximado medio de 0,07, que se deduce en primera aproximación de las curvas de transformación de las células incluidas en el anexo. Resulta:

Energía eléctrica anual producida:

$$E = 1384 \times 1573 \times 0,07 = 150646 \text{ kWh}$$

^{*} Cálculo de sistemas solares para calentamiento de agua. A. Solís Camba y A. Gómez Rey.

9.3.2.- Coste de la energía

Se tomará una vida también de 30 años para paneles fotovoltaicos e instalaciones, y un interés del 10%. Teniendo en cuenta el alto grado de confiabilidad de los paneles fotovoltaicos, y para simplificar, se tomará el coeficiente de utilización igual a la unidad y no se tendrán en cuenta los costes de mantenimiento. Con todo ello resulta para el coste de la energía:

$$\text{Coste del kW h} = \frac{40.000.000 \times 0.106}{20.646} = 205 \text{ pts}$$

es decir, demasiado elevado, como ya podía predecirse, para que en el momento actual puedan considerarse programas combinados de energía eólica y energía fotovoltaica.

Si como se predice el costo de los paneles fotovoltaicos llegara a reducirse drásticamente, su combinación con la energía eólica resulta potencialmente muy atractiva, ya que se eliminaría casi en su totalidad la necesidad de acumular agua en programas agrícolas.

BIBLIOGRAFIA

CAPITULO 2

- ELDRIGE, F.R. "Wind Machines". Oct. 1975.
- DIVONES, L.V. "The Current Perspective on Wind Power Based on Recent U.S. Results". 3^{er} International Symposium on Wind Energy Systems. Aug. 1980.
- THOMAS, R.L. "Large Wind Turbine Projects". 4^o Wind Energy Workshop. Oct. 1979.
- PETERSEN, H. "The Test Plant for a Survey of Small Danish Wind-mills". Risö National Laboratory. Feb. 1980.
- LEWIS RESEARCH CENTER NASA "200 Kilowatt Wind Turbine Projects". Jul. 1978.
- GLASGOW, J.C & ROBBINS, W.H. "Utility Operational Experience on the NASA/DOE MOD. OA 200 KW Wind Turbine". Nasa TM-79084. Feb. 1979.
- ROBBINS, W.H "Large Horizontal Axis Wind Turbine Development". Nasa TM-79174. May. 1979
- BOEING ENGINEERING AND CONSTRUCTION "MOD-2 Wind Turbine System Concept and Preliminary Design Report". Nasa CR-159609. Jul. 1979
- WILLIAMS, R. "An Update Activities at Rocky Flats". 4^o Wind Energy Workshop. Oct. 1979.

- BUEHRING, I.K. & FRERIS, L.L. "Some Aspects of Small Aerogenerator Desing and testing". 3^{er} International Symposium on Wind Energy Systems. Aug. 1980.
- FRAGA, E. y CRESPO, A. "Spanish Wind Energy Program". 4^o Wind Energy Workshop. Oct. 1979.
- DIVONE, L.V. "Engineering Results of Advanced Turbine Projects". Energy Sorces Techonolgy Conference. 1980.
- ROSEN, G. & DEABLER, H.E. "Economic Viability of Large Wind Generator Rotors". Hamilton Standard. Aug. 1973.
- COTY, U. & VAUGHN, L. "Implementation Issues of Wind Energy" AIAA paper 77-1025. Aug. 1977.
- KONREICH, T.R. & TOMPKINS, D.M. "An Analysis of Current Small Wind Energy Systems". 3^{er} Wind Energy Workshop. Sep. 1977.
- JOHANSON, E.E. "Markets for Wind Energy Systems- When, Where and a What price". AIAA Wind Energy Conference. April 1980.
- KRAWIEC, S. "Economics of Selected Wecs Dispersed Applications". AIAA Wind Energy Conference. April 1980.
- MOMENT, R.L. "Systems Development and Test Center Activities in the Wind System Program at Rocky Flats". 3^{er} Wind Energy Workshop. Sep. 1977.

LILJEDAHN, L.A. "Wind Power Uses in Agriculture". 3^{er} Wind Energy Workshop. Sep. 1977.

BEURSKENS, H.J.M. "Low Speed Water Pumping Windmills: Rotor Test and Overall Performance". Aug. 1980.

LILJEDAHN, L.A. "Overview of the USDA Wind Power". 4^o Wind Energy Workshop. Oct. 1979.

NOLAN, R. "Wind Turbines for Irrigation Pumping". AIAA Wind Energy Conference. April 1980.

TARIFA, C.S., FRAGA, E. y SALVAT, J. "Estudio del Aprovechamiento de la Energía Eólica para la Agricultura en España". E.T.S.I. Aeronáuticos. Mayo 1980.

CAPITULO 3

MINISTERIO DE OBRAS PUBLICAS Y URBANISMO "Proyecto de Explotación y Planificación de Recursos de Agua en las Islas Canarias. Informe Climático". 1978.

MINISTERIO DE OBRAS PUBLICAS Y URBANISMO "Estudio Científico de los Recursos de Agua en las Islas Canarias" (SPA/69/515). Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo, UNESCO.

CAPITULO 4

PETERSON, H. "Small Windmills ind Denmark". Risö National
Laboratory Wind Engineering nº 2. 1980.

RILEY, R.L., MILSTEAD, C.E., LLOYA, A.L., SEROY, M.W. and TAGANI, M.
"Spiralwound Thin-film Composite Nembrane Systems
for Brackish and Seawater Desalination by Reverse
Osmosis". Fluid Systems Division VOP. INC.

ROBBINS, W.H. & THOMAS, R.L. "Large Horizontal Axis Wind Turbine
Development". DOE, NASA 1059-7912. NASA TM-79174.

SANCHEZ TARIFA, C., FRAGA FERNANDEZ-CUEVAS, E., CRESPO, A. y GUEMES, A.
"Proyect III-P-3051. Programa para la utilización
de la energía del viento en España". (Programa de
medición de vientos en España y elección de emplaza
miento, cálculos aerodinámicos y aeroelásticos y
performances de la aeroturbina C.E.E.-INTA de 100 kW).

SPERA, D.A. & RICHARDS, T.R. "Modified Power Law Equations for Vertical
Wind Profiles". DOE, NASA 1059-7914. NASA TM-79275.
1979.

CAPITULO 5

- CHEREMISINOFF, N.P. "Wind Energy". Ann Arbor Science. 1978.
- FROST, W. & CHIEH, C.F. "Wind Characteristics Over Complex Terrain
Relative to WECS Siting". AIAA. W.E.C. 1980, p.
185.
- PANOFISKY, H.A. "A Model for Wind Spectra Over Uniform and Complex
Terrain". AIAA. W.E.C. 1980, p. 194.
- GARSTANG, N.C. "Measurements of Wind Shear at the MOD-1 Site
Boone". AIAA, W.E.C. 1980, p. 200.
- DORAN, J.C. "Gust Models for Design and Performance Analysis
of Wind Turbines". AIAA, W.E.C. 1980, p. 238.
- WENDELL, L.L. & ELDERKIN, C.E. "Program Overview for the Wind Charac-
teristics Program Element of the U.S. Federal Wind
Energy Program". 2nd I. Sym. on Oct. 1978. Vol. 1,
pp B 2-11.
- LINDLEY, D. "Wind Characteristics Research in New Zealand".
2nd Sym. on WES. Oct. 1978. Vol. 2, pp. Z 25.
- LODGE, M. "Wind Energy Prospecting in Prince Edward Island:
A Program Overview and Status Report". 2nd Sym. on
WES. Oct. 1978. Vol. 1, pp. 33-21.
- REED, W. "Anemometry Data and Processing". Vertical Axis
Wind Turbine Technology Workshop. May 1976. pp.
II-270

- FROST, N.T. "Standard Deviations and Confidence Intervale for Atmospheric desing Criteria Used in WECS Development". 3^{er} Int. Sym. on WES. Aug. 1980.
- FRAENKEL, P.L. "An International Development Programme to Produce a Wind Powered Water Pumping System Suitable for Small Scale Economic Manufacture". 2^a International Symposium on WES. Vol. 1, Oct. 1978, H1,1.
- MC GONAN, J.G. "Technical and Economic Feasibility of Wind Powered Systems for Dairy Fams". AIAA, Wind Energy Conference, 1980. p. 170.
- KEAR, E.B. "The Potencial for Optimizing the Economics of Wind Energy Utilization on a Dairy Farms Through Load Management". AIAA, WEC, 1980. p. 275.
- SIMONS, D.M. "Wind Power". Ed. NDC, 1975, p. 175.
- CLARK, R.N. & SCHNEIDER, A.D. "Irrigation Pumping with Wind Energy". ASAE paper n° 78-2549.
- MINDER, R & GILBY, D. "Substitution of Diesel Power Plants by Solar and Wind Electricity Generators. A Case Study for a Tropical Island". WES. Aug. 1980. p. 521.
- PUTNAM, P.C. "Power From the Wind". Van Nostrand, 1948.
- PIGBAUD, F.D. "Method of Calculation of Annual Overall Efficiency of Modern Wind - Power Plants". Ingenieur, Vol. 63. N° 47, Nov. 1971.

HABRON, B.F. et al. "Wind Turbine Power Improvement with Modern Airfoil Sections and Multiple Speed Generators". AIAA Wind Energy Conference, 1980. p. 130.

ANDERSEN, T.S. & KIRSCHBAUM, H.S. "Multi-Speed Electrical Generator Application to Wind Turbines". AIAA Wind Energy Conference, 1980. p. 155.

SIMMONS, D.M. "Wind Power". Ed NDC 1975. p. 111.

VENERUSO, A.F. "An Electrical System for Extracting Maximum Power From the Wind". SAND 74-0105. Dec. 1974.

MENZIES, R.W. & MATHUR, R.M. "Alternator Design for Direct Coupling to Remote Wind Energy Systems". WES Aug. 1980. p. 269.

ABDEL - ATY EDRIS "Dynamic Characteristics of a Wind Driven Induction Generator Equipped with Thyristor Controlled Inductances on the Stator Side". WES Aug. 1980. p.279.

BUEHRING, I.K. & FRERIS, L.L. "Some Aspects of Small Aerogenerator Design and Testing". WES Aug. 1980. p. 297.

CAPITULO 6

LOSADA CUTILLAS, A. "Proyecto de Electrificación e Instalaciones de Bombeo para el Pozo de Elevación de Agua Propiedad de la Comunidad Nuestra Señora del Carmen".

CAPITULO 7

CASTRO CORDOBEZ, A.A. "Estudio Sobre la Situación hidráulica en el
Municipio de Barlovento".

FORTEZA STEEGMAN, C. & SABCHEZ GARCIA, R. "Embalse de La Laguna de
Barlovento". La Palma, Canarias.

CAPITULO 8

SIVASEGARAM, S. "Transient Behaviour of Wind Energy Systems". Wind
Engineering N° 2, 1980

CAPITULO 9

REGO, J.L. y NADAL RIVERO, L. "Valores Horarios de Radiación Solar y Temperatura Ambiente del Año Tipo..Las Palmas". Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial e Instituto Nacional de Meteorología.

SOLIS CAMBA, A y GOMEZ REY, A. "Cálculo de Sistemas Solares para Calentamiento de Agua" Centro de Estudios de la Energía.

DUFFIE, J.A. "Solar Energy Thermal Processes". John Wiley and Sons, 1974.

ANEXO 4.1.- POTENCIA INSTALADA EN LA FINCA
LOS MORISCOS.

Datos suministrados por el servicio agrícola.Caja Insular de Ahorros de Gran Canaria.

ANEXO 4.2.- DATOS DEL ANEMOCINEMOGRAFO.

Datos suministrados por el servicio
agrigola.Caja Insular de Ahorros
de Gran Canaria.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.DATOS DE VIENTO

MES: Diciembre AÑO: 1978

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	7	SE	77	20-SE
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	9	N	52	29-NE
5	7	-	75	25-SE
6	6	N	75	31-S
7	-	-	-	-
8	-	-	-	-
9	-	-	-	-
10	-	-	-	-
11	11	N	17	28-NE
12	12	NW	6	28-NE
13	14	NW	0	30-NE
14	14	NW	3	36-NE
15	11	NW	28	27-NW
16	-	-	-	-
17	-	-	-	-
18	15	NW	4	47-NW
19	15	NW	12	46-NW
20	21	NW	3	58-NW
21	15	NW	25	47-NW
22	7	E	81	16-E
23	-	-	-	-
24	-	-	-	-
25	-	-	-	-
26	15	S	-	-
27	8	N	-	-
28	9	N	29	26-SE
29	-	-	-	-
30	-	-	-	-
31	-	-	-	-

Velocidad media: 11,52 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Enero

AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	15	NE	2	36- NE
3	7	N	62	22- N
4	9	N	42	45- N
5	-	-	-	-
6	-	-	-	-
7	-	-	-	-
8	9	NW	62	29- NW
9	8	SE	-	-
10	26	NE	-	-
11	23	NE	-	-
12	15	NE	-	-
13	15	NW	39	40- NW
14	-	-	-	-
15	14	S	23	42- S
16	30	S	0	87- S
17	32	S	0	79- S
18	20	S	4	62- S
19	16	S	-	-
20	19	S	21	79- S
21	-	-	-	-
22	21	S	1	47- S
23	28	S	-	-
24	13	S	50	60- S
25	12	S	37	43- S
26	25	S	0	58- S
27	-	-	-	-
28	-	-	-	-
29	10	N	37	25- NE
30	15	N	1	34- NE
31	-	N	13	33- NE

Velocidad Media: 17,36 Km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Febrero

AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	-	-	-	-
5	6	E	95	15-SW
6	10	NE	-	-
7	7	NE	88	18-NE
8	11	S	54	22-S
9	8	NE	64	29-NE
10	-	-	-	-
11	-	-	-	-
12	8	NE	50	24-N
13	14	N	9	31-N
14	27	NW	0	54-NW
15	27	NW	0	59-NW
16	18	N	0	56-N
17	-	-	-	-
18	-	-	-	-
19	20	N	-	-
20	23	N	0	47-N
21	23	N	0	55-N
22	19	NE	0	47-NE
23	15	NW	4	38-NE
24	-	-	-	-
25	-	-	-	-
26	21	N	0	46-N
27	24	N	0	55-N
28	22	N	0	44-N
29	-	-	-	-
30	-	-	-	-
31	-	-	-	-

Velocidad media: 16,83 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Marzo

AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	26	N	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	-	-	-	-
5	17	N	0	34-N
6	19	N	0	41-N
7	19	N	0	40-NE
8	16	NE	0	35-NE
9	24	NW	0	52-NE
10	-	-	-	-
11	-	-	-	-
12	19	N	0	39-NE
13	21	N	0	40-NE
14	18	N	1	48-N
15	15	N	19	44-NE
16	5	E	96	14-E
17	-	-	-	-
18	-	-	-	-
19	-	-	-	-
20	10	NE	56	33-NE
21	8	N	56	20-N
22	16	N	0	32-NE
23	21	N	15	39-N
24	-	-	-	-
25	-	-	-	-
26	22	NW	0	47-NE
27	23	N	0	47-NE
28	20	NE	0	46-NE
29	18	N	0	41-NE
30	24	N	0	50-N
31	-	-	-	-

Velocidad media: 18,05 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Abril

AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	15	NE	2	41-NE
3	13	N	1	30-NE
4	8	N	54	20-E
5	8	S	58	23-SE
6	7	NE	67	38-NE
7	-	-	-	-
8	-	-	-	-
9	13	NE	12	36-NE
10	17	N	0	36-N
11	-	-	-	-
12	-	-	-	-
13	-	-	-	-
14	-	-	-	-
15	-	-	-	-
16	32	N	-	-
17	34	N	-	-
18	34	N	0	55-N
19	33	N	-	-
20	33	N	-	-
21	-	-	-	-
22	-	-	-	-
23	26	NE	0	58-NE
24	26	N	0	50-NE
25	24	N	0	51-N
26	25	NE	0	50-NE
27	26	NW	0	51-NE
28	-	-	-	-
29	-	-	-	-
30	-	-	-	-
31	-	-	-	-

Velocidad media: 22 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Mayo

AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	23	NW	0	55-NE
3	20	NW	0	49-NE
4	24	NW	0	51-NE
5	-	-	-	-
6	-	-	-	-
7	27	N	0	51-N
8	30	N	0	59-N
9	35	N	0	67-N
10	21	NW	31	58-NW
11	8	NE	54	21-E
12	-	-	-	-
13	-	-	-	-
14	18	N	0	34-N
15	21	N	0	47-N
16	21	N	0	43-N
17	29	N	0	58-NE
18	28	N	0	53-NE
19	24	N	0	54-N
20	-	-	-	-
21	24	N	0	55-NE
22	22	NW	-	-
23	20	N	-	42-NE
24	22	NW	0	47-NE
25	22	NE	-	-
26	-	-	-	-
27	-	-	-	-
28	17	NE	17	39-NE
29	20	N	0	43-NE
30	22	N	-	-
31	21	NE	-	-

Velocidad media: 22,56 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Junio

AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	17	NE	17	41-NE
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	32	N	-	-
5	28	N	-	-
6	23	N	-	-
7	17	NE	35	44-NE
8	16	NE	26	41-NE
9	-	-	-	-
10	-	-	-	-
11	21	NE	0	58-NE
12	20	N	0	41-NW
13	-	-	-	-
14	-	-	-	-
15	30	N	0	65-N
16	-	-	-	-
17	-	-	-	-
18	22	N	0	45-NE
19	25	N	0	54-NE
20	25	N	0	44-N
21	28	N	0	68-NE
22	22	N	0	53-NE
23	-	-	-	-
24	-	-	-	-
25	16	N	6	41-N
26	19	N	3	45-NE
27	21	NW	0	43-NE
28	-	-	-	-
29	-	-	-	-
30	-	-	-	-
31	-	-	-	-

Velocidad media: 22,47 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Julio

AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	18	N	3	47-N
3	19	NW	3	43-NW
4	19	NW	12	43-NW
5	6	NE	65	34-NE
6	8	N	72	18-SE
7	-	-	-	-
8	-	-	-	-
9	26	N	0	47-N
10	26	N	0	54-NE
11	29	N	0	55-N
12	30	N	0	58-N
13	30	N	0	58-N
14	-	-	-	-
15	-	-	-	-
16	27	N	0	54-N
17	34	N	0	68-NW
18	37	NW	0	70-NW
19	33	N	0	65-N
20	26	N	0	51-N
21	-	-	-	-
22	-	-	-	-
23	33	NW	0	67-NW
24	-	-	-	-
25	-	-	-	-
26	28	NE	0	50-NW
27	30	NE	0	60-NE
28	-	-	-	-
29	-	-	-	-
30	32	N	0	59-N
31	31	N	0	58-N

Velocidad media: 26,10 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.DATOS DE VIENTO

MES: Agosto

AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	32	NE	0	57-NE
2	30	NE	0	53-NE
3	32	N	0	57-NE
4	-	-	-	-
5	-	-	-	-
6	31	NE	0	55-NE
7	37	NE	0	68-NE
8	-	-	-	-
9	28	N	0	54-N
10	26	N	0	57-N
11	-	-	-	-
12	-	-	-	-
13	30	N	0	63-N
14	-	-	-	-
15	-	-	-	-
16	37	N	0	61-N
17	22	N	0	47-NE
18	-	-	-	-
19	-	-	-	-
20	27	N	0	47-N
21	28	N	0	49-NE
22	27	NE	0	48-NE
23	-	-	-	-
24	-	-	-	-
25	-	-	-	-
26	-	-	-	-
27	21	NE	0	41-NE
28	23	NE	0	43-NE
29	28	N	0	50-NE
30	31	N	0	57-NE
31	30	N	0	55-N

Velocidad media: 28,88 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Septiembre AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	30	N	0	50-N
4	24	N	0	46-NE
5	29	N	0	48-NE
6	32	NW	0	59-NW
7	-	-	-	-
8	-	-	-	-
9	-	-	-	-
10	20	NE	0	36-NE
11	20	NE	5	37-NE
12	20	NE	9	42-NE
13	14	NE	46	40-NE
14	15	N	48	43-NE
15	-	-	-	-
16	-	-	-	-
17	14	N	33	26-NE
18	16	N	12	26-NE
19	21	N	4	50-NE
20	-	-	-	-
21	-	-	-	-
22	-	-	-	-
23	-	-	-	-
24	26	N	0	44-N
25	22	N	8	50-N
26	14	N	29	29-NE
27	11	NE	62	26-NE
28	-	-	-	-
29	-	-	-	-
30	-	-	-	-
31	-	-	-	-

velocidad media: 20,50 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Octubre AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	23	N	0	41-N
2	20	N	7	41-N
3	16	N	10	28-N
4	12	N	47	24-NE
5	6	SE	79	19-SE
6	5	SE	94	14-SE
7	-	-	-	-
8	6	N	79	23-N
9	15	N	25	25-N
10	17	N	27	40-N
11	-	-	-	-
12	-	-	-	-
13	-	-	-	-
14	-	-	-	-
15	14	S	43	29-N
16	16	N	33	30-N
17	7	SE	85	19-S
18	-	-	-	-
19	9	SE	79	22-N
20	10	NE	76	29-NE
21	-	-	-	-
22	15	N	37	31-N
23	16	N	5	25-N
24	17	NE	19	33-NE
25	-	-	-	-
26	25	N	0	46-N
27	-	-	-	-
28	-	-	-	-
29	21	N	0	40-N
30	23	N	0	40-N
31	21	N	1	41-N

Velocidad media: 14,95 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Noviembre AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	20	N	0	38-N
2	19	N	0	33-N
3	-	-	-	-
4	-	-	-	-
5	17	N	13	26-N
6	12	N	44	20-N
7	8	NE	92	14-NE
8	10	N	46	14-N
9	17	N	0	25-N
10	-	-	-	-
11	-	-	-	-
12	24	N	0	38-N
13	21	N	0	36-N
14	22	N	0	44-N
15	25	N	0	37-N
16	31	N	0	56-N
17	-	-	-	-
18	-	-	-	-
19	18	N	1	32-N
20	16	N	4	31-NE
21	16	N	19	34-NE
22	16	N	17	29-NE
23	21	N	1	42-N
24	15	N	52	36-NE
25	-	-	-	-
26	-	-	-	-
27	20	S	0	40-S
28	21	S	6	37-S
29	13	S	64	33-S
30	11	S	65	31-S
31	-	-	-	-

Velocidad media: 17,86 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Diciembre AÑO: 1979

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	8	S	76	25-S
4	5	S	100	8-S
5	8	S	85	17-S
6	7	SE	4	15-SE
7	-	-	-	-
8	-	-	-	-
9	-	-	-	-
10	9	NE	75	14-N
11	15	N	35	21-NE
12	13	N	37	19-NE
13	21	N	0	36-N
14	23	N	0	36-N
15	-	-	-	-
16	-	-	-	-
17	10	N	79	-
18	22	N	0	32-N
19	28	N	0	46-N
20	21	N	12	43-N
21	13	N	50	32-N
22	12	NW	71	23-NE
23	-	-	-	-
24	11	N	75	17-NE
25	-	-	-	-
26	6	NW	100	8-SE
27	-	-	-	-
28	7	SE	96	11-SE
29	-	-	-	-
30	-	-	-	-
31	18	N	1	34-NE

Velocidad media: 13,52 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Enero

AÑO: 1980

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	17	NE	13	29-NE
3	17	NE	13	29-NE
4	14	N	38	22-NE
5	15	N	40	25-NE
6	-	-	-	-
7	12	N	55	30-N
8	24	N	0	42-N
9	19	N	4	40-N
10	19	N	2	32-N
11	20	N	1	35-N
12	-	-	-	-
13	-	-	-	-
14	15	N	60	32-N
15	7	N	93	18-NE
16	9	N	96	18-S
17	-	-	-	-
18	8	SE	87	18-SE
19	-	-	-	-
20	-	-	-	-
21	16	N	17	22-N
22	10	S	75	27-S
23	8	N	77	22-NE
24	28	S	0	55-S
25	14	S	40	35-S
26	-	-	-	-
27	-	-	-	-
28	8	N	83	18-NE
29	11	N	85	13-NE
30	11	N	73	17-NE
31	-	-	-	-

Velocidad media: 14,38 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Febrero

AÑO: 1980

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	-	-	-	-
5	-	-	-	-
6	-	-	-	-
7	9	N	90	19-NE
8	14	N	35	20-NE
9	-	-	-	-
10	-	-	-	-
11	-	-	-	-
12	17	N	25	31-NE
13	15	N	48	27-NE
14	13	N	59	28-NE
15	17	N	9	29-NE
16	-	-	-	-
17	-	-	-	-
18	26	N	13	43-N
19	19	N	30	32-N
20	17	N	50	37-N
21	12	N	54	32-N
22	21	N	13	45-N
23	-	-	-	-
24	-	-	-	-
25	-	-	-	-
26	19	N	1	34-N
27	19	N	4	34-N
28	15	N	38	29-N
29	10	NW	72	31-NE
30	-	-	-	-
31	-	-	-	-

Velocidad media: 16,20 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Marzo

AÑO: 1980

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	11	N	64	22-N
4	25	N	3	45-N
5	28	N	0	51-N
6	22	N	0	37-N
7	24	N	0	41-N
8	-	-	-	-
9	-	-	-	-
10	24	N	0	42-N
11	38	N	0	56-N
12	35	N	0	58-N
13	23	N	1	44-N
14	-	-	-	-
15	-	-	-	-
16	-	-	-	-
17	9	-	74	25-N
18	-	-	-	-
19	-	-	-	-
20	11	N	62	32-S
21	7	NE	85	21-NE
22	-	-	-	-
23	-	-	-	-
24	-	-	-	-
25	10	N	72	15-N
26	10	NE	89	14-NE
27	14	N	30	18-NE
28	14	NE	35	22-NE
29	-	-	-	-
30	-	-	-	-
31	15	NE	21	24-N

Velocidad media: 18,82 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Abril

AÑO: 1980

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	7	SE	87	18-NE
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	-	-	-	-
5	-	-	-	-
6	-	-	-	-
7	13	NE	51	25-NE
8	9	NE	87	18-N
9	6	SE	100	8-SE
10	8	NE	69	23-SE
11	5	SE	100	8-SE
12	-	-	-	-
13	-	-	-	-
14	27	N	0	50-N
15	22	N	0	40-N
16	18	N	10	38-N
17	18	N	27	36-N
18	17	NE	62	25-N
19	-	-	-	-
20	-	-	-	-
21	17	NE	-	-
22	23	NE	32	31-NE
23	16	N	46	36-N
24	8	NE	85	22-NE
25	12	S	60	40-S
26	-	-	-	-
27	-	-	-	-
28	21	N	18	47-N
29	22	N	35	47-N
30	-	-	-	-
31	-	-	-	-

Velocidad media: 14,94 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Mayo

AÑO: 1980

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	14	N	42	35-NE
3	-	-	-	-
4	-	-	-	-
5	20	N	21	45-N
6	19	N	24	38-N
7	17	N	40	38-N
8	18	N	26	39-N
9	17	NE	30	35-N
10	-	-	-	-
11	-	-	-	-
12	28	N	0	41-N
13	26	N	0	41-N
14	30	N	0	45-N
15	32	N	0	54-N
16	32	N	0	55-N
17	-	-	-	-
18	-	-	-	-
19	25	N	3	44-N
20	18	N	30	40-N
21	19	N	3	39-N
22	19	N	22	33-N
23	19	N	33	43-N
24	-	-	-	-
25	-	-	-	-
26	27	N	0	45-N
27	25	N	1	46-N
28	-	-	-	-
29	15	N	40	33-N
30	31	N	0	46-N
31	-	-	-	-

Velocidad media: 22,55 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Junio

AÑO: 1980

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	-	-	-	-
5	-	-	-	-
6	31	N	0	49-N
7	-	-	-	-
8	-	-	-	-
9	27	N	0	43-N
10	25	N	0	43-N
11	16	N	42	49-N
12	4	NE	98	14-NE
13	13	N	49	32-N
14	-	-	-	-
15	-	-	-	-
16	36	N	0	61-N
17	36	N	-	-
18	33	N	0	58-N
19	33	N	0	54-N
20	30	N	0	52-N
21	-	-	-	-
22	-	-	-	-
23	27	N	0	51-N
24	26	N	0	43-N
25	21	N	0	38-N
26	27	N	0	53-N
27	27	N	0	47-N
28	-	-	-	-
29	-	-	-	-
30	27	N	0	58-N
31	-	-	-	-

Velocidad media: 25,82 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Julio

AÑO: 1980

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	26	N	0	47-N
2	25	N	0	45-N
3	27	N	0	45-N
4	30	N	0	43-N
5	-	-	-	-
6	-	-	-	-
7	39	N	0	68-N
8	32	N	0	58-N
9	29	N	0	43-N
10	26	N	0	47-N
11	31	N	0	54-N
12	-	-	-	-
13	-	-	-	-
14	24	N	0	41-N
15	33	N	0	52-N
16	31	N	0	47-N
17	-	-	-	-
18	26	N	4	50-N
19	-	-	-	-
20	-	-	-	-
21	-	-	-	-
22	-	-	-	-
23	24	N	0	40-N
24	-	-	-	-
25	-	-	-	-
26	-	-	-	-
27	-	-	-	-
28	27	N	0	43-N
29	29	N	0	47-N
30	30	N	0	46-N
31	-	-	-	-

Velocidad media: 28,76 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Agosto

AÑO: 1980

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	31	N	0	50-N
5	-	-	-	-
6	-	-	-	-
7	28	N	0	40-N
8	-	-	-	-
9	-	-	-	-
10	-	-	-	-
11	-	-	-	-
12	-	-	-	-
13	-	-	-	-
14	-	-	-	-
15	-	-	-	-
16	-	-	-	-
17	-	-	-	-
18	34	N	0	52-N
19	28	N	6	58-N
20	16	N	12	29-NE
21	9	NE	73	32-NE
22	25	N	0	36-N
23	-	-	-	-
24	-	-	-	-
25	-	-	-	-
26	28	N	0	40-N
27	31	N	0	44-N
28	-	-	-	-
29	26	N	1	45-N
30	-	-	-	-
31	-	-	-	-

Velocidad media: 25,60 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Septiembre AÑO: 1980

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	26	N	1	36-N
2	24	N	0	34-N
3	27	N	0	43-N
4	25	N	0	34-N
5	27	N	0	47-N
6	-	-	-	-
7	-	-	-	-
8	-	-	-	-
9	21	N	7	40-N
10	12	N	59	27-NE
11	20	N	8	32-N
12	8	N	95	16-E
13	-	-	-	-
14	-	-	-	-
15	26	N	2	46-N
16	27	N	0	48-N
17	26	N	0	40-N
18	28	N	0	50-N
19	22	N	2	36-N
20	-	-	-	-
21	-	-	-	-
22	15	N	47	29-N
23	17	N	45	29-N
24	21	N	0	25-N
25	24	N	0	29-N
26	22	N	0	23-N
27	-	-	-	-
28	-	-	-	-
29	13	SW	71	27-S
30	17	S	42	30-S
31	-	-	-	-

Velocidad media: 21,33 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.

DATOS DE VIENTO

MES: Octubre

AÑO:1980

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	9	N	71	22-S
2	10	E	73	22-NE
3	6	N	100	-
4	7	-	-	-
5	10	-	-	-
6	16	N	19	19-N
7	24	N	3	37-N
8	26	N	0	38-N
9	32	N	0	43-N
10	30	N	0	35-N
11	22	N	0	24-N
12	-	-	-	-
13	24	N	8	29-N
14	13	NW	75	19-NW
15	10	NW	75	20-NE
16	10	NW	79	24-NE
17	10	NW	98	10-NE
18	-	-	-	-
19	-	-	-	-
20	15	NW	58	10-NE
21	21	N	0	36-NE
22	21	N	7	33-N
23	19	NW	9	30-NE
24	17	NW	29	26-NE
25	10	NE	75	15-NE
26	-	-	-	-
27	8	NW	98	13-SE
28	10	S	79	25-S
29	10	NW	83	17-N
30	13	NW	65	18-NE
31	-	-	-	-

Velocidad media 15,50 km/h.

ANEMOCINEMOGRAFO: Los Moriscos.DATOS DE VIENTO

MES:Noviembre AÑO:1980

Día	Km /h.	Direcc.	% Calma	Racha Máx.
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	19	NW	41	33-NW
4	15	NW	70	40-NW
5	6	E	90	22-NE
6	8	SW	96	14-SE
7	-	-	-	-
8	-	-	-	-
9	-	-	-	-
10	4	SE	100	7-S
11	6	NE	94	18-NE
12	17	NW	42	40-NW
13	30	NW	0	47-NW
14	23	NW	8	40-NW
15	-	-	-	-
16	-	-	-	-
17	18	N	21	31-NW
18	13	NW	66	23-NE
19	11	NW	90	15-NW
20	13	NW	83	19-NE
21	6	NW	100	7-NW
22	-	-	-	-
23	-	-	-	-
24	20	NW	18	27-NE
25	15	NW	75	28-NW
26	18	N	22	27-NE
27	18	N	30	31-NE
28	14	NW	67	24-NE
29	-	-	-	-
30	-	-	-	-
31	-	-	-	-

Velocidad media: 14,42 km/h.

**ANEXO 5.1.- RESUMEN DE MEDICION DE VIENTOS EN
EL AEROPUERTO DE FUERTEVENTURA.**

**Datos facilitados por el Instituto
Meteorologico Nacional.**

RESUMEN TOTAL DE 5 AÑOS.

Numero de veces de simultaneidad de la direccion y velocidad del viento en forma de suma de los intervalos que se indican.

DIRECCION DEL VIENTO		VELOCIDAD DEL VIENTO EN NUDOS														TOTAL
		Calma	1-3	4-6	7-10	11-16	17-21	22-27	28-33	34-40	41-47	48-55	56-63	64-69		
Calma	611	><	><	><	><	><	><	><	><	><	><	><	><	><	611	
N		34	136	287	866	257	87	8							1542	
NNE		5	63	161	766	431	114	15	2						1578	
N-E		11	81	237	786	483	74	6	6						1675	
ENE		7	41	137	464	182	17	7							787	
E		7	61	147	144	18	19	4							317	
ESE		3	31	84	88	3	1								131	
SE		4	36	80	63	8	1								162	
SSE		2	22	46	42	11	7	1							131	
S		2	18	34	44	18	7								114	
SSW			2	20	28	14	8	3							78	
SW		3	3	11	17	16	7	6							66	
WSW		3	13	14	23	16	3	2							70	
W		10	33	41	74	50	23	2							253	
WNW		14	58	67	101	64	20	2							323	
NW		13	71	124	124	48	4								400	
NNW		11	26	147	250	80	11	2							657	
TOTAL	611	125	718	1684	3742	1776	584	16	19						7130	

RESUMEN EN TANTOS POR CIENTO

(Los valores inferiores a 0,1 se han despreciado)

Numero de veces de simultaneidad de la direccion y velocidad del viento en forma de suma de los intervalos que se indican.

DIRECCION DEL VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO EN NUDOS														TOTAL
	Calma	1-3	4-6	7-10	11-16	17-21	22-27	28-33	34-40	41-47	48-55	56-63	> 63		
Calma	617	<<	<<	<<	<<	<<	<<	<<	<<	<<	<<	<<	<<	617	
N	<<	0,3	1,5	4,3	9,4	2,1	0,6	0,1	0,1					17,3	
NNE	<<	0,1	0,7	1,8	2,7	6,4	1,3	0,1						12,3	
N-E	<<	0,1	0,7	2,3	6,6	6,8	1,3	0,1	0,1					17,6	
ENE	<<	0,1	0,7	1,5	4,4	1,4	0,4	0,1						8,3	
E	<<	0,1	0,7	1,4	1,4	0,5	0,1							3,7	
ESE	<<		0,3	0,6	0,4									1,4	
SE	<<		0,3	0,6	0,7	0,1								1,8	
SSE	<<		0,2	0,5	0,5	0,1								1,7	
S	<<		0,2	0,4	0,5	0,3								1,9	
SSW	<<		0,1	0,2	0,3	0,2	0,1							0,9	
SW	<<			0,1	0,2	0,2	0,1	0,1						0,7	
WSW	<<		0,1	0,1	0,3	0,2								0,7	
W	<<	0,1	0,4	0,4	1,6	1,5	0,3							3,3	
WNW	<<	0,1	0,6	0,2	1,1	0,7	0,2							2,9	
NW	<<	0,1	1,6	1,4	1,4	0,5								4,4	
NNW	<<	0,1	1,1	2,1	2,7	0,7	0,1							7,2	
TOTAL	617	1,4	8,5	18,4	46,8	19,6	3,7	0,6	0,1					100	

ANEXO 6.1.- RESUMEN DE MEDICION DE VIENTOS EN
EL AEROPUERTO DE BUENAVISTA.

**Datos facilitados por el Instituto
Meteorologico Nacional.**

RESUMEN TOTAL DE LOS 5 AÑOS

Número de casos de simultaneidad de la dirección y velocidad del viento en tierra dentro de los intervalos que se indican.

DIRECCIÓN DEL VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO EN NÚCOS													TOTAL
	Calma	1-3	4-6	7-10	11-16	17-21	22-27	28-33	34-40	41-47	48-55	56-63	> 63	
Calma	7.2	><	><	><	><	><	><	><	><	><	><	><	><	663
N	><		115	303	623	240	81	4						1390
NNE	><		86	385	1681	658	188	16	1					2305
NE	><		138	509	629	319	108	16	2					1781
ENE	><		87	136	73	8	4							308
E	><		115	77	9	2	2							305
ESE	><		62	19	1	1								84
SE	><		79	46	4	1								130
SSE	><		48	33	11	3	2							97
S	><		64	104	95	65	48	17	1					344
SSW	><		11	30	32	18	15	6	3					95
SW	><		16	21	14	8	6	3						68
WSW	><		32	12	12	5	3	2						58
W	><		121	112	13	5	6	4	1					266
WNW	><		81	136	25	5	6	10	6					269
NW	><		146	232	98	14	5	3	1					496
NNW	><		50	210	123	22	2							461
TOTAL	663		1242	2375	1877	1126	501	81	15					9130

RESUMEN EN TANTOS POR CIENTO

(Los valores inferiores a 0.1 se han despreciado)

Número de casos de simultaneidad de la dirección y velocidad del viento en tierra dentro de los intervalos que se indican.

DIRECCIÓN DEL VIENTO	VELOCIDAD DEL VIENTO EN NÚCOS													TOTAL
	Calma	1-3	4-6	7-10	11-16	17-21	22-27	28-33	34-40	41-47	48-55	56-63	> 63	
Calma	7.2	><	><	><	><	><	><	><	><	><	><	><	><	7.1
N	><		1.3	2.5	6.8	3.6	0.9	-						15.1
NNE	><		0.9	4.3	11.3	2.6	2.1	0.3	-					20.7
NE	><		1.5	5.6	2.4	3.5	1.4	0.2	-					12.3
ENE	><		1.0	1.5	0.8	0.1	-							2.4
E	><		1.0	0.8	0.1	-	-							2.0
ESE	><		0.7	0.2	-	-	-							0.9
SE	><		0.9	0.5	-	-	-							1.5
SSE	><		0.5	0.4	0.1	-	-							1.1
S	><		0.7	1.1	1.0	0.2	0.5	0.2	-					4.3
SSW	><		0.1	0.2	0.3	0.2	0.3	0.1	-					1.6
SW	><		0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	-						1.2
WSW	><		0.2	0.1	0.1	-	-	-						0.6
W	><		1.3	1.1	0.2	0.1	0.1	-	-					2.9
WNW	><		0.7	1.5	2.3	0.1	0.1	0.1	0.1					2.7
NW	><		1.6	2.5	1.1	0.2	-	-	-					5.3
NNW	><		0.5	2.3	1.7	0.3	0.1	-						5.1
TOTAL	7.1		13.6	26.0	31.4	15.1	5.5	0.7	0.8					113.0

ANEXO 9.1.- INFORMACION SOBRE RADIACION SOLAR
EN LA PROVINCIA DE LAS PALMAS Y
DATOS SOBRE CELULAS FOTOVOLTAICAS.

ANO TIPO

PROVINCIA LAS PALMAS

 UNIDADES :
 RADIA. JULIOS/CM2.
 TEMPER. GRADOS CELS.

DIA	67																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	1	22	48	72	138	118	113	125	117	71	11	0	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	12	48	92	132	197	179	171	176	177	115	37	12	0	0
TEMPERATURA		15.9	15.5	15.2	15.7	16.3	16.9	17.8	18.7	19.6	19.8	20.0	20.2	19.8	19.6	19.2	18.6

DIA	68																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	0	4	34	132	145	165	167	143	102	61	19	2	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	10	29	76	189	215	229	227	196	160	103	44	12	0	0
TEMPERATURA		16.2	16.1	16.1	16.6	17.1	17.6	18.3	19.0	19.6	19.8	20.1	20.3	19.9	19.5	19.2	18.5

DIA	69																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	0	17	78	157	201	230	216	180	140	69	22	0	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	10	42	120	215	267	297	278	235	199	111	47	10	0	0
TEMPERATURA		15.4	15.3	15.2	15.5	15.8	16.1	17.1	18.1	19.1	19.0	19.0	18.9	18.5	18.1	17.6	17.3

DIA	70																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	0	29	81	139	176	192	167	132	96	57	15	0	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	9	53	121	194	242	256	230	189	151	98	39	10	0	0
TEMPERATURA		15.3	15.1	15.0	15.4	15.7	16.0	17.0	18.1	19.0	18.8	18.6	18.4	17.9	17.3	16.8	16.3

DIA	71																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	1	14	84	115	162	187	181	157	96	48	22	1	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	11	40	125	170	221	245	237	210	150	89	48	11	0	0
TEMPERATURA		14.6	14.5	14.4	14.7	15.1	15.4	16.2	17.0	17.9	18.2	18.5	18.8	18.2	17.8	17.2	16.7

DIA	72																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	1	14	84	115	162	187	181	157	96	48	22	1	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	11	40	125	170	221	245	237	210	150	89	48	11	0	0
TEMPERATURA		14.2	14.0	13.9	14.3	14.8	15.3	16.3	17.3	18.2	18.4	18.6	18.8	18.2	17.7	17.2	16.7

PROVINCIA LAS PALMAS

IA UL/CH
TEMPER. GRADUS CELS.

DIA	73	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	2	34	93	138	157	164	201	182	159	105	31	2	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	13	60	139	201	234	240	272	244	222	150	57	13	0	0
TEMPERATURA		15.0	14.8	14.6	15.1	15.7	16.2	17.0	17.6	18.3	18.5	18.7	19.0	18.7	18.4	18.1	17.3

DIA	74	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	2	33	82	112	172	152	162	179	146	95	42	3	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	13	59	128	175	244	222	228	234	208	141	69	15	0	0
TEMPERATURA		14.6	14.7	14.7	15.1	15.5	16.0	16.9	17.7	18.6	18.6	18.6	18.6	18.4	18.1	17.9	17.2

DIA	75	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	0	41	107	176	203	211	157	100	94	77	35	2	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	10	67	151	237	274	282	223	157	154	121	61	12	0	0
TEMPERATURA		14.9	14.8	14.7	15.2	15.6	16.1	17.0	17.9	18.9	18.9	19.0	19.1	18.8	18.4	18.1	17.5

DIA	76	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	2	49	103	128	226	246	246	198	147	91	36	1	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	15	77	149	190	282	303	299	244	209	137	64	14	0	0
TEMPERATURA		15.2	15.0	14.8	15.4	16.1	16.7	17.4	18.2	18.9	18.9	19.0	19.0	18.6	18.2	17.8	17.3

DIA	77	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	2	49	103	128	226	246	246	198	147	91	36	1	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	15	77	149	190	282	303	299	244	209	137	64	14	0	0
TEMPERATURA		14.9	14.7	14.6	15.1	15.6	16.1	16.8	17.5	18.2	18.4	18.6	18.8	18.5	18.2	17.9	17.3

DIA	78	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	2	34	110	147	162	148	150	144	99	46	12	0	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	12	61	155	208	232	218	216	200	160	91	39	10	0	0
TEMPERATURA		14.8	14.5	14.2	14.8	15.3	15.9	16.8	17.7	18.6	18.9	19.1	19.3	19.0	18.6	18.3	17.7

ANO TIPO

PROVINCIA LAS PALMAS

 UNIDADES :
 RADIA. JULIOS/CM2
 TEMPER. GRADOS CELS.

DIA	79																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	0	18	60	111	131	202	188	171	132	80	27	1	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	11	45	105	172	199	269	250	228	192	125	54	11	0	0
TEMPERATURA		14.7	14.5	14.3	14.9	15.4	16.0	16.6	17.3	17.9	18.3	18.9	19.3	19.0	18.6	18.3	17.6
DIA	80																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	0	18	76	134	145	160	151	156	114	79	23	2	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	10	44	119	192	206	223	210	208	171	122	50	12	0	0
TEMPERATURA		15.4	15.2	15.0	15.4	15.7	16.0	16.8	17.5	18.3	18.2	18.1	18.1	17.8	17.5	17.2	16.8
DIA	81																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	1	39	81	127	169	178	186	114	108	81	33	4	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	13	67	126	187	232	241	245	164	169	126	61	16	0	0
TEMPERATURA		14.4	14.2	14.1	14.8	15.5	16.2	17.2	18.3	19.3	19.3	19.3	19.2	18.9	18.6	18.3	17.9
DIA	82																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	1	39	81	127	169	178	186	114	108	81	33	4	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	13	67	126	187	232	241	245	164	169	126	61	16	0	0
TEMPERATURA		15.2	15.2	15.1	15.8	16.5	17.2	18.0	18.8	19.6	20.0	20.4	20.7	20.0	19.2	18.5	17.8
DIA	83																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	1	39	81	127	169	178	186	114	108	81	33	4	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	13	67	126	187	232	241	245	164	169	126	61	16	0	0
TEMPERATURA		14.7	14.3	14.0	14.8	15.5	16.2	17.4	18.5	19.7	19.6	19.6	19.5	19.0	18.4	17.8	17.1
DIA	84																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	1	39	83	122	158	157	209	225	155	99	49	3	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	13	67	130	187	229	229	276	285	221	147	78	15	0	0
TEMPERATURA		15.1	14.9	14.8	15.3	15.8	16.3	16.9	17.5	18.1	18.4	18.8	19.1	18.6	18.1	17.6	17.1

ANO TIPO

PROVINCIA LAS PALMAS

 UNIDADES :
 RADIA. JULIOS/CM2
 TEMPER. GRADOS CELS.

DIA	85																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	1	39	103	194	217	215	256	229	146	125	21	0	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	13	66	151	261	298	296	331	293	213	173	49	11	0	0
TEMPERATURA		15.2	15.0	14.8	15.5	16.2	16.9	17.6	18.3	19.1	19.4	19.6	19.9	19.3	18.7	18.0	17.5
DIA	86																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	1	39	103	194	217	215	256	229	146	125	21	0	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	13	66	151	261	298	296	331	293	213	173	49	11	0	0
TEMPERATURA		15.4	15.4	15.4	15.8	16.3	16.7	17.6	18.4	19.2	19.3	19.3	19.3	19.1	18.8	18.6	17.9
DIA	87																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	1	24	51	96	141	189	128	131	85	70	18	0	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	12	52	98	160	217	265	198	191	146	116	45	11	0	0
TEMPERATURA		15.9	15.8	15.7	16.1	16.5	16.9	17.5	18.2	18.8	18.9	19.1	19.2	18.7	18.4	18.0	17.6
DIA	88																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	2	48	119	168	221	219	248	236	192	116	37	1	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	16	77	165	229	271	269	295	277	239	163	67	15	0	0
TEMPERATURA		15.5	15.3	15.1	15.8	16.6	17.3	18.3	19.3	20.3	20.6	20.9	21.2	20.7	20.3	19.8	19.0
DIA	89																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	2	48	119	168	221	219	248	236	192	116	37	1	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	16	77	165	229	271	269	295	277	239	163	67	15	0	0
TEMPERATURA		16.0	15.8	15.7	16.4	17.1	17.8	18.6	19.4	20.2	20.3	20.3	20.3	19.8	19.2	18.7	18.1
DIA	90																
HORA		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
RAD. DIREC.		0	0	1	36	105	175	181	166	179	190	158	106	32	3	0	0
RAD. GLOBAL		0	0	13	64	154	243	262	247	254	253	222	155	60	14	0	0
TEMPERATURA		16.4	16.3	16.2	16.7	17.2	17.7	18.4	19.1	19.8	19.9	20.0	20.1	19.7	19.3	19.0	18.4

TABLA A-6 (Continuación)

RADIACION INTERCEPTADA POR UNA SUPERFICIE HORIZONTAL

(UNIDAD: KJ/M² DIA)

Provincia	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octubre	Nov.	Dic.
Cuenca	6.041	9.211	11.809	15.266	18.681	20.928	23.786	21.469	15.983	11.075	6.396	4.967
Gerona	7.239	10.205	13.626	15.959	17.957	17.067	22.049	18.059	13.653	10.635	7.400	5.600
Granada	6.881	9.672	12.252	15.872	18.595	21.008	23.685	18.805	15.451	11.205	7.414	5.510
Guadalajara	4.992	7.658	9.948	12.997	16.258	18.372	23.580	20.475	14.551	10.035	5.184	4.166
Guipúzcoa	4.762	6.986	9.546	10.091	14.433	14.838	14.922	12.083	11.544	9.076	5.227	3.832
Huelva	7.574	11.858	15.798	20.794	24.034	25.630	26.994	24.840	20.613	13.098	8.669	6.685
Huesca	6.431	11.470	14.992	17.614	20.609	22.330	23.897	20.734	15.420	11.368	6.772	4.967
Jaén	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
León	5.598	10.728	13.649	17.315	19.143	23.571	24.821	21.668	15.406	10.629	6.972	4.215
Lérida	6.077	12.168	15.591	19.225	21.952	24.263	24.638	21.340	16.740	11.980	6.303	4.006
Logroño	5.987	9.630	13.607	18.254	21.227	23.572	25.246	21.395	16.538	11.807	6.741	5.024
Lugo	3.869	7.238	8.588	13.566	13.836	16.733	17.034	15.242	11.300	9.146	5.342	3.155
Madrid	6.364	9.797	14.151	19.552	21.185	23.530	25.874	22.986	16.119	10.760	7.327	6.238
Málaga	8.206	11.556	17.710	18.882	22.818	24.870	25.916	22.316	18.548	13.021	10.132	6.238
Murcia	9.546	11.974	17.208	21.353	25.288	25.749	26.921	23.655	19.050	13.900	9.672	7.746

Navarra	4.211	7.347	11.007	11.320	16.172	19.967	21.266	17.748	13.422	9.948	4.627	3.242
Orense	2.823	6.791	14.072	12.098	8.832	19.182	16.161	18.179	12.546	7.158	5.300	2.441
Oviedo	5.359	7.536	10.425	12.895	15.282	16.622	16.203	14.193	12.100	8.039	5.610	4.271
Palencia	4.328	10.121	12.045	15.531	20.113	22.470	24.200	21.867	15.247	11.223	6.351	3.673
Palmas, Las	9.765	11.702	14.882	17.602	17.844	15.934	15.357	14.991	16.626	12.160	9.652	7.369
Pontevedra	5.339	8.863	12.049	17.940	16.985	23.021	23.078	20.418	14.474	11.224	6.990	4.917
Salamanca	5.820	8.960	12.435	17.501	20.850	22.734	23.069	20.850	15.533	10.676	6.113	4.857
Tenerife	9.572	12.015	15.915	19.779	21.785	24.179	25.180	22.879	18.696	13.260	9.427	7.168
Santander	4.705	7.267	9.648	11.340	15.136	15.741	15.130	12.028	11.483	8.984	5.205	3.577
Segovia	5.155	8.747	11.082	14.627	17.139	20.575	23.993	21.668	15.486	10.613	5.480	4.166
Sevilla	7.159	11.179	15.449	19.720	22.399	23.488	23.781	21.646	17.543	12.058	8.332	6.783
Soria	5.258	7.908	10.569	13.856	17.800	20.950	23.373	19.859	14.054	9.061	5.184	4.265
Tarragona	7.412	11.546	13.169	16.563	18.449	20.552	21.233	18.173	13.902	11.167	7.348	5.962
Teruel	6.115	9.639	11.467	14.407	18.725	20.443	22.959	20.276	14.392	10.530	6.026	4.191
Toledo	6.381	10.639	12.344	17.183	19.694	22.029	24.821	22.264	16.142	11.058	6.396	4.561
Valencia	9.337	10.802	13.858	18.464	21.688	21.855	23.069	24.032	16.035	11.221	7.536	6.615
Valladolid	4.469	10.353	12.940	16.957	19.436	22.801	24.932	22.758	16.030	10.924	6.067	3.624
Vizcaya	3.803	6.017	8.826	9.962	13.565	13.444	14.110	11.287	10.721	8.191	4.399	3.041
Zamora	4.336	10.496	12.983	17.422	19.768	23.023	25.140	22.159	15.990	10.725	6.245	3.587
Zaragoza	6.478	11.315	14.630	17.863	21.804	23.467	24.534	22.308	15.841	11.663	6.553	4.893

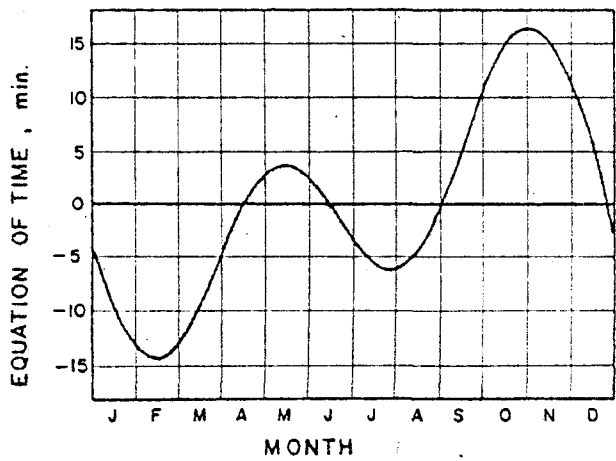


Figure 2.7.1 The equation of time, E , in minutes, as a function of time of year.

Example 2.7.1 What is solar time corresponding to 10:30 a.m. central standard time on February 2? In Madison the equation is

$$\begin{aligned} \text{solar time} &= \text{standard time} + E + 4(90 - 89.38) \\ &= \text{standard time} + E + 2.48 \end{aligned}$$

Note that the sun takes 4 min to traverse 1° of longitude, and that the units of the last term are therefore minutes. On February 2, E is -13.5 min, so the correction to standard time to get solar time is -11 min. Thus 10:30 a.m. central standard time is 10:19 a.m. solar time.

REFERENCES

Benford, F. and Bock, J. E., Trans. Am. Illum. Eng. Soc., 34, 200 (1939). "A Time Analysis of Sunshine."

Brooks, F. A. and Miller, W., Introduction to the Utilization of Solar Energy, Zarem, A. M. and Erway, D. D., Eds., New York, McGraw-Hill, 1963.

Cooper, P. I., Solar Energy, 12, 3 (1969). "The Absorption of Solar Radiation in Solar Stills."

Datos informativos

Generadores solares TSG MQ 40/0

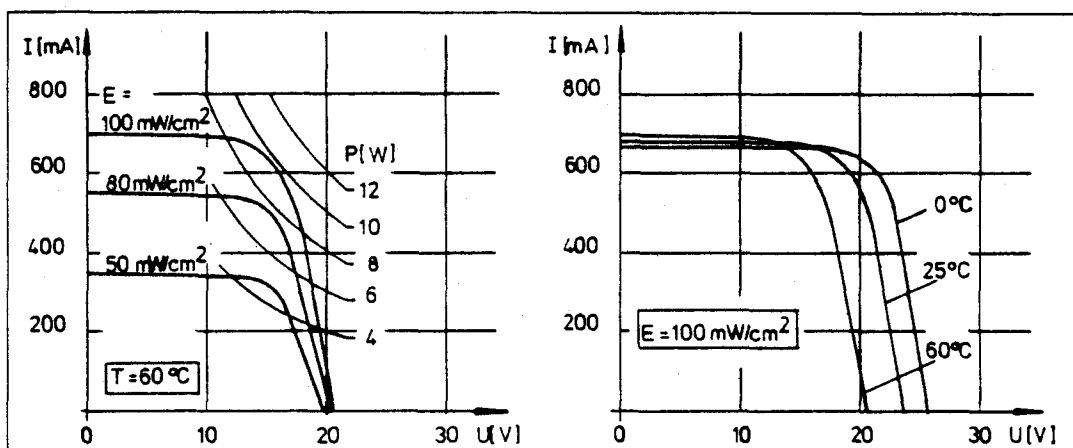
AEG

Datos eléctricos

Dependientes de la temperatura de régimen

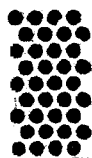
Magnitudes características (AM1 – 100 mW/cm ²)	Temperatura de régimen		
	0° C	25° C	60° C
Tensión en vacío (V)	25,7	23,5	20,4
Corriente de cortocircuito (mA)	679	685	694
Corr. en su punto máx. de potencia (mA)	624	630	639
Potencia máxima (W)	12,8	11,6	9,7

Esquema característico de corriente/tensión

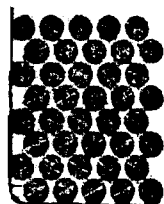


Relación con la temperatura

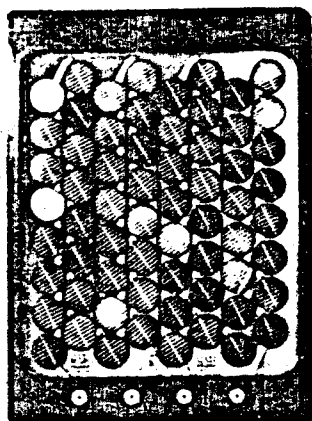
La tensión	aumenta disminuye	en 88 mV/° C	por debajo de los por encima de los	25° C
La corriente	aumenta disminuye	en 0,25 mA/° C	por encima de los por debajo de los	25° C
La potencia	aumenta disminuye	en 0,5%/° C	por debajo de los por encima de los	25° C



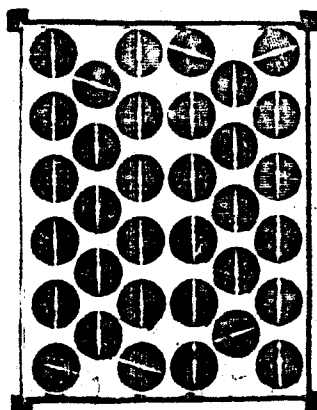
1960



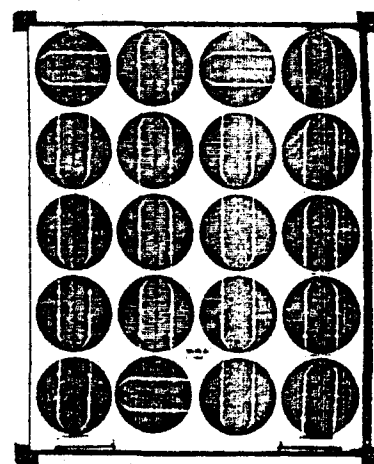
1965
40-30 BPY



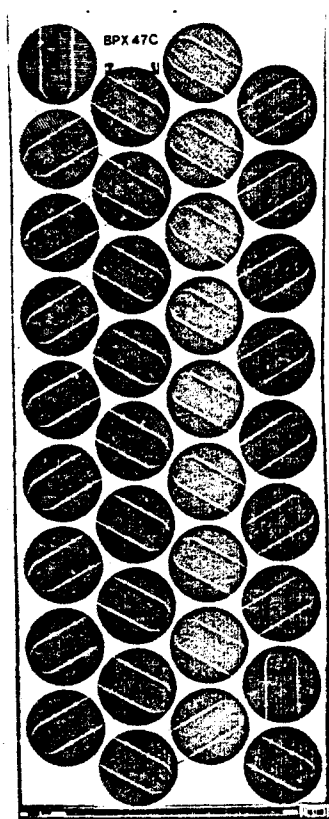
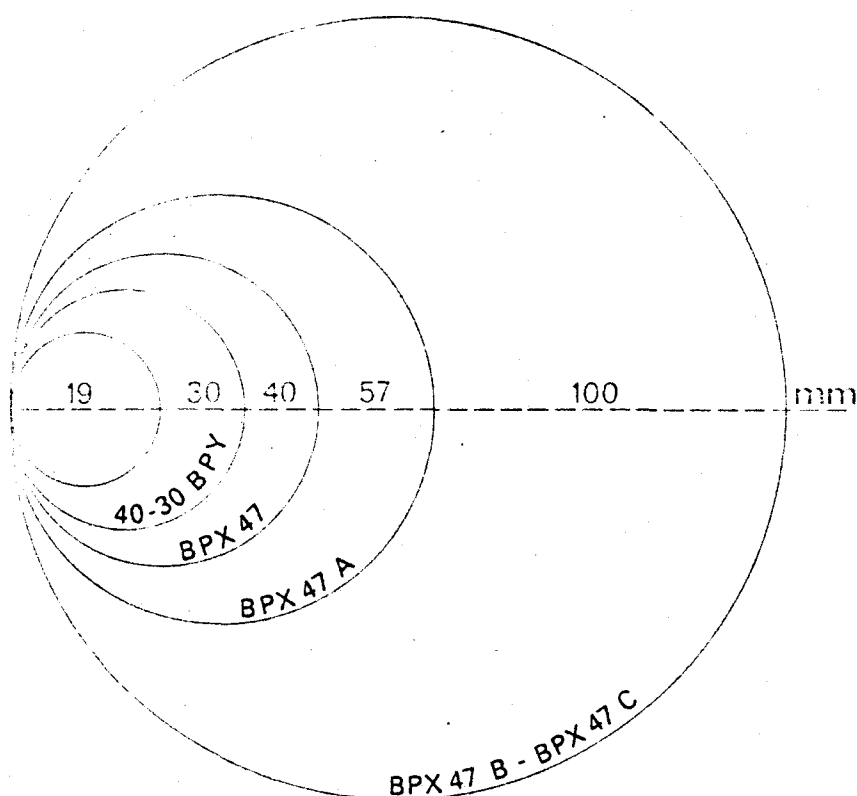
1970
BPX 47



1975
BPX 47 A



1979
BPX 47 B



1979 - BPX 47 C

		Module « Chili » Chili panel	40-30 BPY	BPX 47	BPX 47 A	BPX 47 B 18	BPX 47 B 20	BPX 47 C
diamètre cellules cell diameter	- mm	19	30	40	57	100	100	100
puissance* power*	- W	0,65	2,5	8	11	16,5	18	33
tension* voltage*	- V	3,3	18,2	14,4-28,8	15,5	8,2	9,1	16,4
nombre cellules/module number of cells/panel		36	40	64	34	18	20	36

* Caractéristiques électriques au point de fonctionnement optimal, pour un éclairage de 1 kW/m² et une température de cellule de 25°C.

* Electrical characteristics at optimal functioning point, for a 1 kW/m² solar energy and a cell temperature of 25°C.